

Análisis del Entorno Local y Proyectos Piloto de las Empresas Distribuidoras



Dirección General de Eficiencia Energética - DGEE

Proyecto

Este documento se realizó con el apoyo de la cooperación alemana para el desarrollo, implementada por la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, a través del proyecto Distribución Eléctrica 4.0.

Estudio

Análisis del Entorno Local y Proyectos Piloto de las Empresas Distribuidoras

Informe final

Lima - Perú, junio 2022

ANÁLISIS DEL ENTORNO LOCAL Y PROYECTOS PILOTO DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

DOCUMENTO DE TRABAJO

CONTENIDO

Introducción	13
Objetivo de informe.....	14
1. Análisis del entorno de las EDEs.....	15
1.1 El marco actual y los cambios esperados	16
1.2 Las Redes Eléctricas Inteligentes en las EDEs	18
1.2.1 Configuración de las REI.....	20
1.2.2 La Capa de Comunicaciones.....	24
1.2.3 La Capa de Aplicaciones.....	28
1.3 Metodología de Matriz de Restricciones de Mercado (MRM)	29
1.3.1 Resultados del Análisis de Entorno de las EDEs	33
1.4 Aspectos del Mercado de las EDEs	38
1.4.1 Datos Principales de SEAL	39
1.4.2 Datos Principales de HIDRANDINA.....	42
1.4.3 Datos Principales de ELECTRO ORIENTE S.A.....	45
2. Análisis de proyectos piloto aprobados por OSINERGMIN	48
2.1 Actividades y Aspectos Relevantes del Análisis.....	48
2.1.1 Principales Premisas para Inversión en REI	54
2.2 Propuesta de Funciones REI de SEAL.....	58
2.3 Propuesta de Funciones REI de Hidrandina S.A.....	60
2.4 Propuesta de Funciones REI de ELECTRO ORIENTE S.A.	62
2.5 KPI reportados por la EDEs – Talleres de Trabajo	63
2.5.1 KPI de Sistemas de Medición Inteligente - Pérdidas de Energía	63
2.5.2 KPI de Telegestión de Alumbrado Público.....	70
2.5.3 KPI de Mejora de Calidad de Suministro	73
2.6 Hallazgos de la Asistencia y Matriz FODA de las EDEs	77
3. Nuevas funciones REI - Vision estrategica de las EDEs.....	79
3.1 Iniciativa de SEAL para Nuevas Funciones de REI	79
3.1.1 Visión estratégica de red eléctrica inteligente.....	79
3.1.2 Visión de la empresa con relación a la Energía Renovable & Eficiencia Energética	80

3.2	Iniciativa de HIDRANDINA para Nuevas Funciones de REI.....	80
3.2.1	Visión estratégica de red eléctrica inteligente.....	80
3.2.2	Visión de la empresa con relación a la Eficiencia Energética	80
3.3	Iniciativa de ELECTRO ORIENTE S.A. para Nuevas Funciones de REI	81
3.3.1	Iniciativa estratégica de red eléctrica inteligente	81
3.3.2	Iniciativa de la empresa con relación a la Energía Renovable & Eficiencia Energética	81
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	82
5.	Anexos - Análisis de entorno de las EDEs	86
5.1	Análisis de Entorno con las EDEs	86
5.1.1	Metodología de Matriz de Restricciones de Mercado (MRM).....	86
5.1.2	Resultados del Análisis de Entorno de SEAL	90
5.1.3	Resultados del Análisis de Entorno de HIDRANDINA S.A. ..	96
5.1.4	Resultados del Análisis de Entorno de ELECTRO ORIENTE S.A.	108
	Bibliografía	112

Lista de figuras

Figura 1.1: Estructura Conceptual de una REI	21
Figura 1.2: Fases para Implementación de REI	22
Figura 1.3: Comparativo de los modelos OSI y TCP/IP	26
Figura 1.4: Esquema del Modelo OSI de ISO.....	27
Figura 1.5: Metodología de las Matriz de Restricciones de Mercado.....	30
Figura 1.6: Resultado de Restricciones y Categorización para SMI - Tres EDEs	34
Figura 1.7: Resultado de Restricciones y Categorización para Telegestión de Alumbrado Público - Dos EDEs	35
Figura 1.8: Resultado de Restricciones y Categorización para ARP - HIDRANDINA	36
Figura 1.9: Resultado de Restricciones y Categorización para Amorfos - SEAL	37 38
Figura 1.10: Análisis de Entorno de las tres Empresas Eléctricas	40
Figura 1.11: Área de Influencia y Concesión de SEAL	41
Figura 1.12: Principales Actores en ámbito de acción de SEAL	43
Figura 1.13: Área de Influencia y Concesión de HIDRANDINA	44
Figura 1.14: Actores relevantes en el Mercado de HIDRANDINA	46
Figura 1.15: Área de Influencia y Concesión de Electro Oriente	47
Figura 1.16: Principales Actores en accionar de ELECTRO ORIENTE	49
Figura 2.1: Barreras de Implementación y Funciones REI para las EDEs ..	66
Figura 2.2: Facturación Cobranza en SEAL - Mayo 2020.....	78
Figura 2.3: Matriz FODA para las EDEs	87
Figura 5.1: Metodología de las Matriz de Restricciones de Mercado.....	92
Figura 5.2: Análisis de Restricciones en Aplicación de SMI - SEAL	94
Figura 5.3: Jerarquía y Categorías de Restricciones - Telegestión de AP SEAL	96
Figura 5.4: Jerarquía y Categoría de Restricciones - Transformadores de Núcleo Amorfo - SEAL	98
Figura 5.5: Jerarquía y Categoría de las Restricciones para SMI - HIDRANDINA	100
Figura 5.6: Jerarquía y Categoría de las Restricciones en Telegestión AP - HIDRANDINA.....	102
Figura 5.7: Jerarquía y Categoría de las Restricciones - Sistema de Automatización en Hidrandina	105
Figura 5.8: Jerarquía y Categoría de Restricciones para Ves - HIDRANDINA	108
Figura 5.9: Jerarquía y Categoría de las Restricciones GD - Hidrandina...	111
Figura 5.10: Jerarquía y Categoría de Restricciones para la SMI - ELOR..	

Lista de tablas

Tabla 1.1: Mapa de Ruta – Propuesta del CRSE para la Distribución	17
Tabla 1.2: Comparación de la distribución - Red Actual vs Red Futura con REI	19
Tabla 1.3: Matriz de Restricciones de Mercado	31
Tabla 1.4: Criticidad de las Restricciones	31
Tabla 1.5: Complejidad de las Restricciones	36
Tabla 1.6: Categoría de las Restricciones	36
Tabla 1.7: Situación Comercial de SEAL al 2020	39
Tabla 1.8: Proyectos REI Aprobados para SEAL	41
Tabla 1.9: Situación Comercial de HIDRANDINA al 2020	42
Tabla 1.10: Proyectos REI Aprobados para Hidrandina	44
Tabla 1.11: Situación Comercial de Electro Oriente al 2020.....	45
Tabla 1.12: Proyectos relevantes de Electro Oriente	47
Tabla 2.1: Resumen de Proyectos Aprobados para EDEs - Proceso Tarifario VAD 2019	51
Tabla 2.2: Principal motivación de rechazo de los proyectos REI	53
Tabla 2.3: Montos de Inversión Disponible - 1% de Facturación y 5% VAD _{MT}	55
Tabla 2.4: Inversión Propuesta en PITEC y valores Aprobados para las EDEs.....	55
Tabla 2.5: Proyectos Propuestos por las EDEs y Aprobación de OSINERGMIN.....	56
Tabla 2.6: Cantidad de Usuarios para Proyectos de SMI en las EDEs	56
Tabla 2.7: Sistemas de Medición Inteligente	59
Tabla 2.8: Sistemas de telegestión del AP	59
Tabla 2.9: Transformadores de Núcleo Amorfo	60
Tabla 2.10: Sistemas de Medición Inteligente	61
Tabla 2.11: Telegestión del AP	61
Tabla 2.12: Mejora de calidad del suministro	62
Tabla 2.13: Mejora de calidad del suministro	63
Tabla 2.14: Servicio de telemetría de clientes mayores	63
Tabla 2.15: Balance y pérdidas de energía	64
Tabla 2.16: Cantidad de suministros	65
Tabla 2.17: Cortes y reconexiones	67
Tabla 2.18: Balance y pérdidas de energía	68
Tabla 2.19: Cantidad de suministros	68
Tabla 2.20: Nivel de morosidad	68
Tabla 2.21: Balance y pérdidas de energía	69
Tabla 2.22: Parque del alumbrado público	70
Tabla 2.23: Cantidad de suministros AP	71

Tabla 2.24: Parque del alumbrado público	71
Tabla 2.25: Cantidad de suministros AP	72
Tabla 2.26: Parque del alumbrado público	72
Tabla 2.27: Cantidad de suministros AP	72
Tabla 2.28: Infraestructura de equipos de maniobra MT	73
Tabla 2.29: Calidad de servicio	74
Tabla 2.30: Infraestructura de equipos de maniobra MT	75
Tabla 2.31: Compensaciones de Calidad de Suministro	76
Tabla 5.1: Matriz de Restricciones de Mercado	88
Tabla 5.2: Criticidad	88
Tabla 5.3: Complejidad.....	88
Tabla 5.4: Categoría.....	89
Tabla 5.5: Índice de restricciones de mercado de SMI	92
Tabla 5.6: Índice de restricciones de mercado de Telegestión de AP	94
Tabla 5.7: Índice de restricciones de mercado de Transformadores Amorfos	95
Tabla 5.8: Índice de restricciones de mercado de SMI	98
Tabla 5.9: Índice de restricciones de mercado de Telegestión de AP	100
Tabla 5.10: Índice de restricciones de mercado de Automatización de la Red.....	102
Tabla 5.11: Índice de restricciones de mercado de Vehículos Eléctricos..	105
Tabla 5.12: Índice de restricciones de mercado de Generación Distribuida.....	107
Tabla 5.13: Índice de restricciones de mercado de SMI	110

ACRÓNIMOS

A	AD Área de Demanda	G	GIZ Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit
C	COES Comité de Operación Económica del SEIN	I	I+D+i Investigación, desarrollo e innovación
D	DOE Department of Energy	K	kV Kilo Voltio
	DER ó GD Distributed Energy Resource o Generación Distribuida		kW Kilo Watt (unidad de potencia)
	DGE Dirección General de Electricidad		kWh Kilowatt hora (unidad de energía)
	DGEE Dirección General de Eficiencia Energética	L	LAN Local Area Networks
	DSE División de Supervisión de Electricidad		LCE Ley de Concesiones Eléctricas
	EDE Empresa de Distribución Eléctrica	M	MAN Metropolitan Area Networks.
E	ER y EE Energía Renovable y Eficiencia Energética		MCS Proyectos de Mejora de Calidad de Suministro
F	FONAFE Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado		MRM Matriz de Restricciones de Mercado
			MINEM Ministerio de Energía y Minas

	MT, BT	Media Tensión, Baja Tensión		SET	Subestación de Transformación
	MWh	Mega Watts hora (1000 kWh)		SICOM	Sistema Comercial
O	OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería		SMI	Sistema de Medición Inteligente
P	PAN	Personal Area Networks		T	TIC Tecnologías de Información y Comunicación
	PLC	Power Line Carrier		TG de AP	Telegestión de alumbrado público
	PITEC	Proyectos de Innovación Tecnológica	V	VAD	Valor Agregado de Distribución
R	REI o SG	Red Eléctrica Inteligente o Smart Grid	W	WAN	Wide Area Network
	RLCE	Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas	Z	ZRT	Zona de Responsabilidad Técnica
S	SED	Subestación de Distribución			
	SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional			

INTRODUCCIÓN

En el marco del proyecto Power Supply 4.0, la cooperación alemana para el desarrollo, implementada por la GIZ, junto con el MINEM se encuentran trabajando con las empresas públicas de distribución eléctrica, con el objetivo de asistirles técnicamente en la integración de las energías renovables (ER) y la eficiencia energética (EE) en su operación; así como en el desarrollo de nuevos modelos de negocio en su transición hacia la implementación de redes eléctricas inteligentes.

Durante el último proceso de fijación tarifaria del Valor Agregado de Distribución (VAD) para el periodo 2019-2023, las empresas públicas de distribución eléctrica presentaron ante el OSINERGMIN una serie de proyectos piloto de innovación tecnológica y eficiencia energética (PITEC), así como su plan de reemplazo gradual de Sistemas de Medición Inteligente (SMI) y proyectos para la mejora de la calidad de suministro (MCS) para que fueran revisados por el Regulador y, de ser aprobados, pudieran ser financiados a través de un cargo adicional a la tarifa.

Los proyectos presentados por las empresas públicas de distribución eléctrica (EDE) fueron muy heterogéneos, lo que llevó, en general, a que el proceso de revisión del Regulador y las observaciones planteadas fueran muy difusas y complejas debido principalmente a la falta previa de criterios técnicos para la definición de proyectos en el proceso de fijación del VAD que fueran adecuadamente expuestos, fijados e interpretados, tanto por las empresas como por los consultores de las EDE que desarrollaron los proyectos.

Por otro lado, otro aspecto también relevante fue la aparente falta de integración entre los proyectos piloto de innovación, SMI y MCS presentados por las EDE, siendo así que las iniciativas se percibieron como esfuerzos aislados que, aparentemente, se traslapaban con otras áreas de negocio ajenas a la distribución, sin que hubiera un proceso previo de diagnóstico, identificación y selección de proyectos de parte de las EDE.

Bajo ese contexto, es relevante fijar un marco de referencia para las Redes Eléctricas Inteligentes (REI), tomando la experiencia técnica y regulatoria disponible, además de la evaluación del mercado eléctrico de las distribuidoras, así como sus expectativas y limitaciones respecto a las nuevas tecnologías y a los potenciales nuevos agentes del mercado a fin de reforzar su nivel de competitividad, revisar sus fortalezas y oportunidades, teniendo en cuenta que los beneficios de mediano y largo plazo deben ser no solamente de las empresas sino que también juega un papel preponderante el rol activo del usuario final, de manera que la toma de decisiones se realice ponderando una situación de equilibrio de mercado a efecto de alcanzar las s observadas en la práctica de aplicación de las REI.

En ese sentido, en el presente Informe se muestran los resultados del análisis del entorno de las tres EDE con las que coopera técnicamente el Proyecto Distribución Eléctrica 4.0, identificando las oportunidades para la cooperación técnica que podrían, incluso, hacerse extensivas al resto de las empresas distribuidoras en el ámbito de FONAFE, dada la similitud que existe entre las empresas del ámbito de gestión estatal.

Objetivo del informe

El objetivo del presente Informe es presentar los resultados del **“Análisis del Entorno Local y Proyectos Piloto de las Empresas Distribuidoras”**, bajo el contexto de la generación de modelos de negocio innovadores y proyectos piloto que incorporen a las ER y la EE integrados dentro del concepto Smart Grid.

El análisis de entorno de las EDE incluye, además del análisis interno de debilidades y fortalezas, la revisión de las barreras de su entorno directo como: la capacidad de los recursos humanos, la disposición de TIC, la regulación, sistema de evaluación de proyectos piloto, el reconocimiento de las inversiones, capacidad de endeudamiento, entre otras dimensiones de análisis. Este análisis se complementa con un diagnóstico y revisión específicos de la situación actual de los proyectos piloto aprobados por OSINERGMIN.

1

ANÁLISIS DEL ENTORNO DE LAS EDEs

Como antes se ha señalado, en el presente estudio se plantea evaluar el contexto de la generación de modelos de negocio innovadores y proyectos piloto que incorporen a las ER y la EE integrados dentro del concepto Smart Grid, previo análisis de entorno de las EDE.

Al respecto, el marco vigente de regulación de la distribución eléctrica, para las empresas distribuidoras, está diseñado bajo un concepto de concentración en la prestación del servicio, siendo parte de uno de los segmentos del suministro eléctrico al usuario final, y para el cual las REI pueden ser un instrumento de mejora de las condiciones de esta prestación e introducción de competencia en el mercado, con beneficios para todos los agentes, como la mejora de la calidad de suministro y potenciales mejores condiciones de precio para los usuarios.

En ese sentido, es pertinente remarcar las características del modelo actual, así como sus limitaciones, entre las cuales se puede indicar: (i) el sentido del flujo de energía es unidireccional; (ii) su economía es bajo un esquema de traslado de costos eficientes al cliente; (iii) sistemas con un permanente equilibrio entre oferta y demanda sin capacidad de almacenamiento; (iv) dimensionamiento de la red para el bloque de punta o de máxima demanda; y finalmente (v) por la “sencillez” de este modelo, no se requiere un gran desarrollo de infraestructura ni grandes aplicaciones de las TIC, teniendo la red un carácter pasivo con una reducida flexibilidad y menor o casi nula participación de los clientes; es decir un mercado eléctrico muy rígido.

Estas resumidas características de las redes eléctricas al día de hoy permiten fijar un referente o punto inicial de los cambios que pueden aportar las REI, transición por la cual ya han pasado diversos sistemas eléctricos en el mundo, cuya transposición de experiencias permitirán identificar y realizar un análisis interno de debilidades y fortalezas, revisar las

barreras dentro de las empresas e identificar actividades de cooperación técnica para las EDE HIDRANDINA, SEAL y ELECTRO ORIENTE, a la luz de sus proyectos aprobados en la última regulación tarifaria y los nuevos proyectos que sean planteados para cerrar las brechas de infraestructura en este segmento de los servicios públicos.

Es así que bajo el objetivo de asistirlos técnicamente en la integración de las energías renovables (ER) y la eficiencia energética (EE) en su operación; así como en el desarrollo de nuevos modelos de negocio en su transición hacia la implementación de redes eléctricas inteligentes, previo al análisis de entorno de las empresas para implementar las REI en sus mercados y sistemas, se describe brevemente la visión de las REI y sus principales características técnicas, de requerimiento de organización de las empresas, de la asignación de sus recursos humanos y de la infraestructura necesaria para su implementación.

1.1 El marco actual y los cambios esperados

La necesidad de aplicar cambios en la distribución se justifica para adecuarse a las reformas del modelo de distribución eléctrica, actualmente en desarrollo a nivel conceptual por el MINEM en el Libro Blanco, que con su aplicación lleve al mercado a su transformación, como por ejemplo la integración de la GD con energías renovables intermitentes y variables, el potencial cambio en el transporte público y privado como el bus y vehículo eléctrico, representando un reto para la capacidad y la gestión de las redes convencionales ya sea en HIDRANDINA, SEAL, ELECTRO ORIENTE o cualquier distribuidora en el país, ya sea pública o privada, debiendo cada una evaluar su necesidad y oportunidades partiendo de enfoques propios de expectativa de la distribuidora y de sus consumidores.

Desde finales del año 2020, el MINEM se encuentra desarrollando el Libro Blanco [6] y [7] que establecen propuestas de reformas para la modernización del sistema eléctrico peruano e identificará los cambios normativos y regulatorios en el segmento de la distribución eléctrica. Dicho documento plantea cuatro ejes temáticos, los cuales han sido desarrollados a nivel conceptual: i) Eje 1: marco institucional, planeamiento energético y estructura sectorial; ii) Eje 2: mercado mayorista, competencia, servicios complementarios y almacenamiento; iii) Eje 3: Innovación en la distribución y la comercialización minorista; y iv) Eje 4: transmisión eléctrica e interconexiones.

A nivel de la distribución y comercialización se tiene un Mapa de Ruta que describe brevemente las recomendaciones más relevantes, clasificadas según su prioridad en tres grupos: reformas de corto, mediano y largo plazo.

Reformas a corto plazo (<4 años)

Las reformas a corto plazo representan los cambios que sientan las bases necesarias para completar el resto de las reformas posteriormente. Es de destacar que estas reformas a corto plazo se pueden implementar antes de que se lleve a cabo el despliegue de los Sistemas de Medición Inteligente.

Reformas de mediano plazo (4-8 años)

Las reformas de mediano plazo representan medidas que han sido probadas en la experiencia internacional, pero que, a su vez, para su implementación, requieren de una serie de reformas previas (lo mencionado para el corto plazo).

Reformas a largo plazo (>8 años)

Las reformas a largo plazo consisten en medidas que representan las mejores prácticas internacionales hasta la fecha, pero algunas de ellas aún se encuentran en un estado bastante embrionario. Dentro de cada grupo, se presentan cinco temas los que ha girado el análisis: (i) reestructuración de la distribución; (ii) infraestructura de medición avanzada; (iii) adecuación de los ingresos para el segmento de distribución; (iv) rediseño de las tarifas; (v) mercados minoristas. La siguiente tabla resume la prioridad de las diferentes propuestas según esta clasificación.

Tabla 1.1: Mapa de Ruta - Propuesta del CRSE para la Distribución

Período	Reestructuración de la distribución	Infraestructura de Medición Avanzada	Fijación de los ingresos de la distribución	Rediseño de tarifas	Mercados minoristas
Corto plazo (< 4 años)	Separación funcional y regulatoria de la distribución y la comercialización (>50.000 clientes)	Análisis costo/beneficio por categorías de clientes		Rediseño de los costes residuales	Adecuado Diseño de Tarifas, por defecto
	Separación funcional y regulatoria de la distribución y los Recursos energéticos Distribuidos (GD, almacenamiento, carga de vehículos eléctricos)	Plan de despliegue (funcionalidades/ interoperabilidad; titularidad y recuperación de costos e inversión)	De VAD a bloques de construcción (CAPEX + OPEX)	Rediseñar los subsidios	Asignar los costes heredados basándose en la causalidad histórica de los costes
	Publicación de Mapas Base de capacidad	Legislación sobre Data Management	Elementos clave: <ul style="list-style-type: none"> • RAB heredado • Planes de Inversión • Portafolio de Contratos • Calidad del servicio 	Evitar el Net metering	Separación de la actividad minorista para los Clientes Libres Regular los procedimientos de cambio de Suministrador
Mediano Plazo (4 - 8 años)	Subastas a largo plazo para los servicios locales de flexibilidad a partir de recursos de GD				Ampliar la elegibilidad del mercado libre minorista a otros segmentos de consumidores
	Desarrollar el rol del distribuidor como facilitador del mercado	Continuar con el desarrollo		Mayor granularidad en las tarifas y Precios de mercado	Completar la desagregación de la distribución y la comercialización en todos los segmentos (tanto para los clientes libres como para los regulados)

Largo Plazo (> 8 años)	Mapas avanzados de capacidad	Evaluar la implantación de un centro de datos	Pasarse a un enfoque TOTEX con tasas de capitalización graduales	Mantener la tarifa por defecto para los clientes nacionales y eliminarla para el resto de categorías de clientes
	Mercados de flexibilidad local a corto plazo			
	Coordinación en tiempo real entre el TSO y los DSO			

Fuente: Modernization of the Peruvian electricity system Pillar 3: Innovation in distribution and retail- MINEM Perú - IIT Comillas España

Como se muestra en el cuadro anterior respecto al corto plazo, la CRSE - Comisión de Reforma del Sector Eléctrico, juntamente con los agentes, han realizado el análisis de la distribución eléctrica, subsector donde menos cambios ha habido, y donde se espera la reactivación para mayor dinámica y participación de la demanda.

En ese sentido, cobra mayor importancia que el próximo proceso VAD recoja estas recomendaciones y se implementen diversas funciones de redes eléctricas inteligentes como la generación distribuida, el transporte eléctrico público y privado, así como el escalamiento de los SMI.

Al respecto se deberá realizar un mayor y mejor análisis de alcances e inversiones a ser cubiertos por la regulación, de la misma forma como las empresas también deben fortalecer sus capacidades para afrontar este desafío de cambios que requiere esta parte del sector eléctrico.

1.2 Las Redes Eléctricas Inteligentes en las EDEs

Las REI o Smart Grid siempre han estado asociadas a los sistemas eléctricos de alta tensión; sin embargo, en la distribución se inició su implementación como consecuencia de observarse una escasa inversión en desarrollo, mejora y renovación de las instalaciones, siendo los primeros promotores el DOE de USA [1], [2] en el año 2003 y luego Europa en el año 2010 como parte de la “Energía 2020: Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura” [3] que planteaba una energía competitiva, sostenible y segura y que consideraba, entre otros, los siguientes objetivos [4]:

- Introducir el almacenamiento de energía.
- Aplicar la electrónica de potencia y alcanzar un sistema de distribución con controles inteligentes y recursos distribuidos.
- Lograr un sistema energéticamente eficiente.
- Construir un mercado integrado de energía.
- Dar poder al consumidor y alcanzar el mayor nivel de seguridad.
- Alcanzar un liderazgo en innovación y tecnologías energéticas.

En ese sentido, la actividad de distribución tiene retos particulares que hacen imprescindible su preparación, a partir de su visión de la REI en su mercado, basada en investigación,

desarrollo y demostración a escala de las nuevas tecnologías que permitan alcanzar un control en tiempo real del sistema, transformándose de la forma en que se explica en la siguiente tabla:

Tabla 1.2: Comparación de la distribución - Red Actual vs Red Futura con REI

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN - FILOSOFÍA ACTUAL	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN A FUTURA - CON REI	CLASIFICACIÓN DE NIVEL DE CAPAS EN REI
De tipo electromecánico	Red basada en tecnología digital	Capa de Energía
Comunicaciones unidireccionales (si existen)	Comunicaciones bidireccionales	Capa de Comunicaciones
Diseñadas para generación centralizada	Integración de Generación Distribuida	Capa de Energía y Aplicación
Algunos dispositivos de sensores	Red monitoreada en tiempo real	Capa de Energía y Comunicaciones
Restauración manual	Restauración semi o automática	Capa de Energía y Comunicaciones
Expuesto a riesgos de fallas y blackouts	Protecciones adaptativas y creación de islas	Capa de Aplicación y Comunicaciones
Comprobación manual de equipos	Equipos con capacidad de operación remota	Capa de Comunicaciones
Toma de decisiones de emergencia / comisiones y teléfono	Decisiones basadas en sistemas, fiabilidad predictiva	Capa de Comunicaciones
Control limitado sobre el flujo de potencia	Control total sobre los flujos de potencia	Capa de Aplicación y Comunicaciones.
Aplicación de tarifas rígidas al usuario final.	Información total sobre las tarifas	Capa de Aplicación y Comunicaciones.
Consumidores sin capacidad de elección de suministrador	Consumidores con capacidad de decisión	Capa de Aplicación

Fuente: [4] **Generación Distribuida, autoconsumo y redes inteligentes, Elaboración Propia**

Complementando el cuadro mostrado, se puede mencionar que la bidireccionalidad también aplica en la capa física del flujo de energía. Asimismo, como muestra la experiencia internacional, hay diferentes motivaciones para implementar las REI, siendo significativamente distintas en cada aplicación y en cada país, pero también hay un consenso en cuanto a su definición, las tecnologías involucradas y los beneficios de estas. En ese sentido, se debe precisar que hay diversos temas que será necesario analizar y

responder en cuanto a la prioridad de realizarlos, tomando en cuenta las exigencias de los planes, por ejemplo, si están definidos en una política energética vinculante, y un criterio de racionalidad en tanto se disponga de los recursos para definir una estrategia de implementación al corto o mediano plazo que le permita a la empresa sumar esfuerzo e involucrar a sus recursos relevantes en el sentido correcto. Bajo este enfoque las empresas deberían, entre otros, analizar y responder sobre los siguientes temas:

- Si sus objetivos son igual de importantes a largo plazo
- Si todos los objetivos son igual de urgentes
- Si son igual de efectivos para alcanzar los objetivos planteados
- Si los objetivos son compatibles entre sí
- Si hay sinergia entre los objetivos
- Si van a suponer el mismo esfuerzo económico
- Si son igualmente factibles desde un punto de vista técnico
- Si los proyectos parten desde una misma situación de inicio en todos los casos
- Qué tiempo de maduración requieren los proyectos

A efectos de priorizar o clasificar los diversos objetivos que pueden pretender las empresas, como una primera aproximación se sugieren tres niveles:

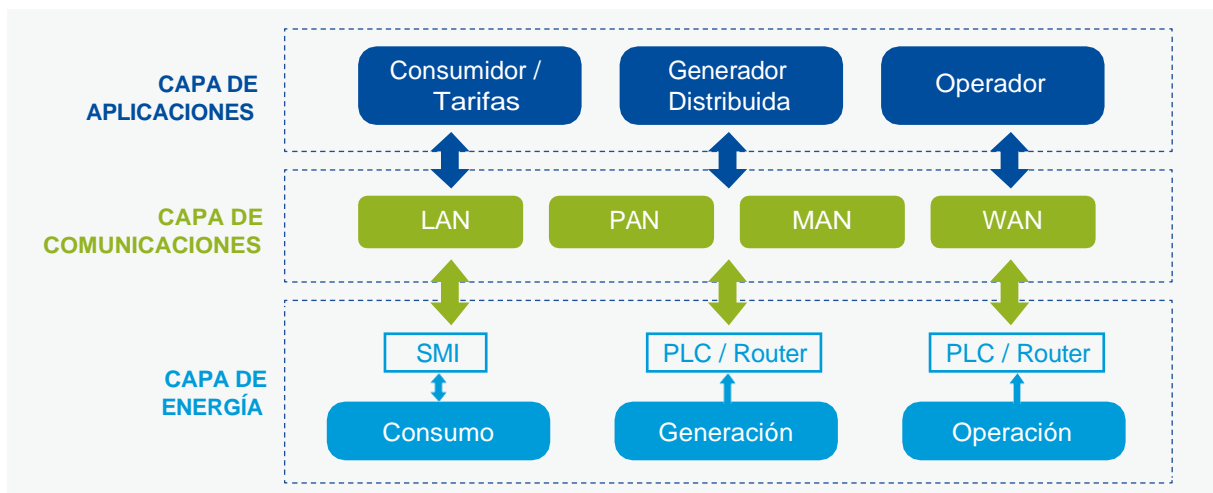
- Nivel de objetivo global de la empresa
- Nivel objetivo de la política corporativa, que refleje la política energética.
- Nivel de objetivo de eficiencia que pretende alcanzar la empresa

Para ello, uno de los primeros aspectos a tener en cuenta debe ser la funcionalidad que las REI aportan como complemento a la solución de los problemas planteados: por ejemplo, ¿Cómo integrar energías renovables o dar soporte al bus o vehículo eléctrico? Es precisamente dicha comparación de la red actual, tradicional, con las nuevas REI. En ese sentido, se describe de forma simplificada, pretendiendo clarificar el concepto de REI, enfocándose en la comprensión física de la red eléctrica y su “paralelismo” con la red de comunicaciones e identificando las tres capas que usualmente muestra la literatura especializada [4], como son: 1) Capa de energía, 2) Capa de comunicación y 3) Capa de aplicaciones.

1.2.1 Configuración de las REI

Como antes se ha mencionado, para alcanzar el nivel de REI las redes eléctricas actuales, que corresponden a un sistema energético en operación, deben evolucionar para mejorar su eficiencia, la seguridad para incorporar energías alternativas, y que esta infraestructura permita el uso masivo de autos eléctricos, además de fomentar la competitividad y el uso responsable de energía de parte de los consumidores.

Ello pasa por incorporar las TIC en dicho modelo, y aprovechar esta componente para desarrollar aplicaciones, como a nivel conceptual se muestra en la siguiente figura, a partir de la cual se analizan cada uno de los componentes, denominados “capas”, mostrados a continuación.

Figura 1.1: Estructura Conceptual de una REI

Fuente: [4] **Generación Distribuida, Autoconsumo y Redes Inteligentes**
Antonio Colmenar S, David Borge D, Eduardo Collado F y Manuel Alonso Castro
UNED España 2016

La **Capa de Energía** corresponde a lo que es propiamente la infraestructura eléctrica actual que transporta y distribuye la energía, siendo la parte del sistema donde se requieren los cambios tecnológicos para modernizar las SETs, y principalmente las líneas de distribución primaria, las SEDs, elementos de protección y automatización de la red considerando incorporar la medición inteligente, sensores, actuadores, electrónica de potencia y de comunicaciones como interfaz. Los Sistemas de Medición Inteligentes - SMI serán precisamente la piedra angular de las REI. En el caso de las empresas Hidrandina, SEAL y Electro Oriente, al igual que todas las distribuidoras, actualmente esta capa es el core business que requiere ser modernizado, de la misma forma como la regulación plantea y promueve dicho cambio previendo incluirla como parte del desarrollo y de su inclusión como componente de la tarifa final¹.

En esa línea, la REI requiere la **Capa de Comunicación**, que se encargará de la transmisión de los datos y le proporciona al sistema la “inteligencia local” y cuyo rol lo cumplen las TIC que son el “núcleo” de la REI permitiendo que ésta sea efectivamente “inteligente” y en este esquema el elemento “bisagra” o “frontera” entre energía y comunicación serán los SMI.

Al respecto, los SMI tienen enfoques distintos según la capa que aplique. Para la capa de energía representa un elemento de modernización, en tanto que para la capa de comunicación es un cambio tecnológico y será parte de una red de datos.

Visto desde el enfoque local peruano de la interacción con las EDEs, actualmente las REI son proyectos que están en proceso de maduración, teniendo una problemática

1. Informe N° 0330-2019-GRT Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) 2019-2023
Numeral 1.3.1. Determinación del VAD. ... “Adicionalmente, las empresas podrán proponer en el Estudio VAD un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente (SMI), considerando un horizonte de implementación de hasta años, de conformidad con la Décima Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 018-2016-EM y el Artículo 163 del Reglamento de la LCE”

particular en cuanto a su despliegue principalmente porque las EDEs están concentradas en su “core business” eléctrico siendo el flanco débil las comunicaciones y más aún las aplicaciones que implicarán la gestión de los SMI y los otros servicios potenciales de desarrollar, así como oportunidades/amenazas de competencia.

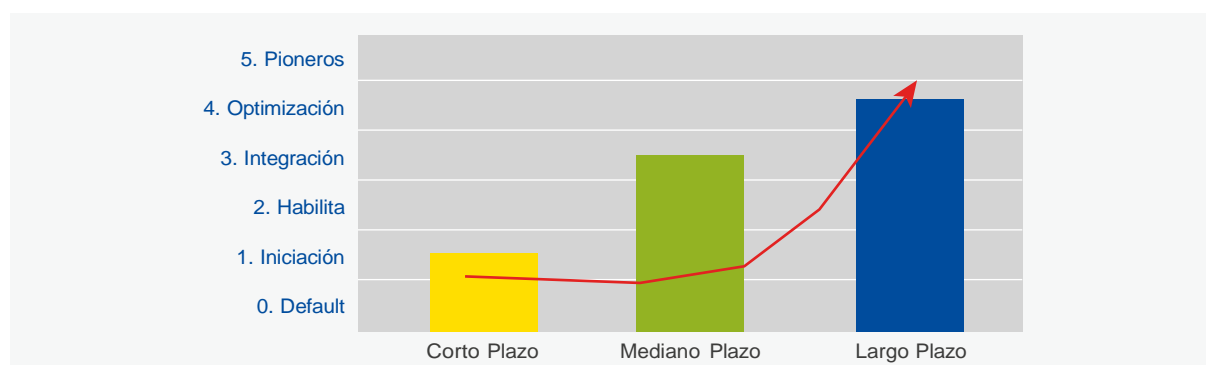
En lo que corresponde a la **Capa de aplicación**, será aquí donde se implementarán los servicios a ser brindados a los distintos agentes que operan en la capa de energía. Esta capa estará dedicada al intercambio de datos y la generación de información y los servicios con los clientes finales de las REI e incluye servicios bidireccionales a brindarse a los integrantes y los agentes, como generadores y consumidores u otros agentes decididos a participar en el sector eléctrico.

Si bien la REI generará datos e información referente a su uso y al estado de la red eléctrica en un momento determinado, también facilitará el control de dispositivos y sistemas industriales y/o domésticos, de modo que a futuro estará latente el riesgo de ciberataques a los sistemas de información con retos para la ciberseguridad de estas REI. Ante esta eventualidad, los sistemas deberán contar con una arquitectura de seguridad para proteger la información de los dispositivos y sistemas, asegurar los canales de comunicación de datos, es decir se requerirá un sistema de gestión de ciberseguridad para la REI debiendo aplicarse los mismos criterios del diseño eléctrico, es decir: técnicas de planeación, control, medición y mejoras constantes de la seguridad informática. En ese sentido, es muy importante que las EDEs identifiquen las aplicaciones que requieran o que puedan implementar sobre sus REI, identificando las oportunidades con sus clientes, con los operadores de GD o con nuevos operadores que defina el marco regulatorio.

La integración de las redes y su mayor apertura al mercado, la importancia de la seguridad de suministro e incluso la competencia tecnológica con otros proveedores son aspectos relevantes y que deberán tener en cuenta las EDEs, al igual que la regulación.

Al respecto la experiencia consultada ([4] y [8]) muestra que hay iniciativas institucionales para guiar y fomentar la migración hacia las redes inteligentes, visionando sobre este futuro de las REI, siendo interesante las fases sugeridas y por superar para alcanzar el concepto de red inteligente, como lo mostrado en la siguiente figura.

Figura 1.2: Fases para Implementación de REI



Fuente: Model Definition A framework for smart grid transformation by The SGMM Team - Carnegie Mellon 2011

De acuerdo con esta clasificación, el **Nivel 0** representa un nivel de madurez que precede a que una empresa eléctrica dé pasos iniciales significativos hacia la adopción de las tecnologías de REI; este nivel no está caracterizado, considerándose como un nivel previo, correspondiendo a una empresa que no ha implementado de manera suficiente las características esperadas para alcanzar el nivel 1 para un dominio determinado.

Los niveles asumen que las empresas clasificadas en el Nivel 0, no han contemplado o planificado una transformación de REI o su posible impacto para ellas o sus clientes, además de considerar que la empresa aún no ha desarrollado una visión, estrategia o caso de negocios para adquisiciones, implementaciones u operaciones relacionadas con las REI. No obstante, la calificación de nivel 0 en un dominio no implica una ausencia total de actividades pensadas en la REI dentro de ese dominio.

El **Nivel 1 de Iniciación**, ya corresponde a una empresa con primeros pasos hacia la implementación dentro de un dominio, es decir en este nivel la empresa ha decidido avanzar hacia una REI con un dominio elegido, caracterizado por lo siguiente:

- La empresa ha identificado línea base y medidas de desempeño dentro de un dominio, que la implementación de las REI debe mejorar.
- La empresa tiene programas y mecanismos para monitorear y medir de forma activa las medidas de desempeño.
- Se está desarrollando una motivación y una visión iniciales para modernizar la red, con objetivos definidos.
- Se están explorando y evaluando opciones para modernizar la red, incluyendo la realización de proyectos piloto o pruebas de concepto a pequeña escala.
- Se tienen casos de negocios y estrategias para implementar REI.

En el **Nivel 2 de Habilitación**, la empresa distribuidora ya tiene un enfoque de implementar características que le permitirán lograr y mantener la modernización de la red, ya se han desarrollado y documentado los proyectos piloto, ya se dispone de capacidad de recursos humanos para gestionar proyectos y objetivos para las distintas funciones.

Los niveles 3 4 y 5 de Integración, Optimización y Pioneros ya corresponden a empresas que han superado los niveles antes descritos. Por ejemplo, en el **Nivel 3** y siguientes, la implementación de REI se integra en toda la empresa y se tiene un compromiso de aplicar una estrategia y un plan integrado de modernización de la red, es decir los proyectos de modernización de la red que estén en marcha se encuentran integrados en toda la organización.

Por lo expuesto en este análisis de entorno, **las EDEs Hidrandina, SEAL y Electro Oriente estarían en la fase de iniciación**, debiendo comprenderse que las REI no son estrictamente una tecnología sino un cambio en la forma de gestionar la energía eléctrica y que implicará el uso masivo de las TIC, igualmente que las aplicaciones

son también un desafío por superar. En ese sentido, será importante la dedicación y asignación de recursos dada la relevancia del cambio y la comprensión que tanto las tecnologías necesarias, como la magnitud del cambio requiere de adaptación en lo que corresponde a regulación, tecnología y visión del negocio.

Como conclusión de esta parte, se puede mencionar que uno de los aspectos relevantes identificados en esta consultoría, ha sido la comprensión respecto a las necesidades de asistencia para nuevos especialistas y especialidades, al futuro de las redes eléctricas y principalmente conocer la situación actual y las perspectivas en las tres EDEs. En esta línea, se están incorporando nuevos conceptos, tecnologías, aplicaciones y metodología que sugiere una necesidad para que el personal técnico, profesional y de dirección de las EDEs adquieran los nuevos conocimientos, que debe extenderse a todo el sector eléctrico.

1.2.2 La Capa de Comunicaciones

Esta capa es clave en las REI, pues permite lograr su funcionamiento, facilitando el flujo de datos e información entre las distintas capas y usualmente está formada por redes de área personal, local, metropolitana e incluso global – PAN, LAN, MAN, WAM. Sería la parte que más transformaciones requerirá dado el gran número de puntos que se requieren incorporar, además de representar un costo en inversión y esfuerzo de estandarización y que, particularmente para las EDEs, requerirá de recursos humanos con este perfil técnico y profesional y con un cambio de visión tecnológico por los requisitos de seguridad y consumo requeridos; y, más aún, por el objetivo de que la EDE pretenda hacer converger la red eléctrica con la red de comunicaciones.

Con las perspectivas de los SMI, a largo plazo todo punto de consumo eléctrico será un punto de consumo de datos y generación de información, de modo que la convergencia topológica entre ambas redes (eléctrica y de comunicaciones) deberá aportar grandes ventajas. Los SMI ubicados al final de la capa de energía serán los que realmente interactúan con el usuario final y se les considera el elemento frontera o parte de la capa de comunicaciones, siendo un elemento de importancia en el desarrollo de las REI ya que la aplicación del consumidor será fundamental en cuanto se pueda gestionar en tiempo real los datos de consumo y también converja con las tarifas eléctricas que se aplican a los consumos.

Siendo la capa de comunicación el alma de las REI y las TIC las que realmente posibilitan que sus objetivos sean alcanzados, cabe señalar que dicha capa está formada por i) el medidor inteligente, así como los ii) protocolos de comunicación local, iii) los protocolos de telegestión, iv) los protocolos de red, v) protocolos de datos y vi) el medio físico que los conecta.

Los Sistemas de Medición Inteligente

Dado que los proyectos de SMI corresponden a un primer paso en las REI y casi todas las EDEs tienen un proyecto de este tipo por implementar o bajo

implementación, en esta fase se integran sus funcionalidades y los SMI deben convertirse en un elemento que incorpore la serie de funciones que actualmente se aplica en la práctica internacional que, entre otras son las siguientes:

- Comunicación bidireccional entre la distribuidora y otros dispositivos
- Planeamiento de la lectura del medidor bajo demanda o en tiempo real
- Registro de contingencias en el sistema y detección de fraudes o robo de energía
- Alarma relacionada a la calidad del suministro, en particular de la tensión
- Personalización de la contratación y las tarifas
- Planificación de la red, sirviendo como elemento de información.
- Posibilidad de oferta y compra de electricidad
- Control de demanda.

Desde un punto de vista tecnológico el despliegue de los SMI será realmente una red de datos con un equipo activo en su extremo que podría ser una computadora o un dispositivo automático programable; por lo tanto, las diversas soluciones se diferencian en: (i) cómo se aborda el problema; es decir, cómo se define la topología física de la red; (ii) cuál sería el medio físico de transmisión de la señal (fibra óptica, GPRS, coaxial o incluso el sistema PLC – Power Line Carrier); (iii) cómo se da solución a cada una de las capas de un protocolo de red, es decir, por ejemplo, cómo se pasa de la capa de transporte a la capa de aplicación si la comunicación opera bajo un modelo OSI de ISO y; (iv) cómo sería el hardware del SMI.

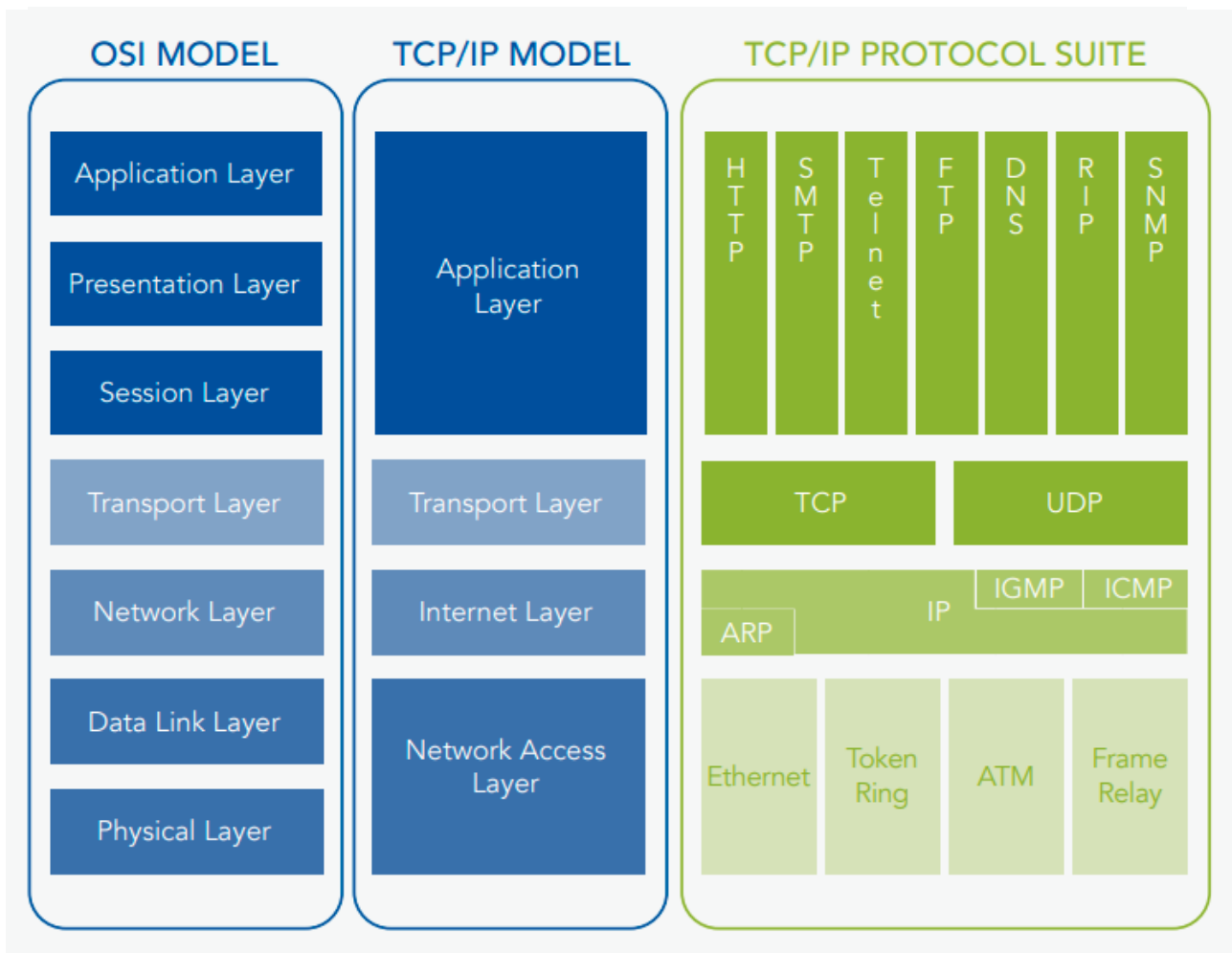
Los protocolos de comunicación local se refieren a la interoperabilidad de las redes y cómo se convierte una red eléctrica en una REI; para ello hay coordinaciones entre los fabricantes para estandarizar los protocolos de comunicación entre los distintos puntos del sistema, los cuales se están armonizando bajo la égida de la IEC a través de grupos de trabajo, como por ejemplo IEC 60870-5 para comunicar SCADAs, IEC 61970 para interconectar aplicaciones de gestión de energía, IEC 61968 para interconectar centros de control con la red de distribución.

Destaca dentro de estos protocolos la arquitectura IEC 61850, diseñada para automatizar subestaciones, pero considerada como “adaptable” al concepto de las REI al plantear una gestión descentralizada que compatibiliza con los IED y cuyas características de independencia de comunicaciones, de aprovechar la infraestructura de comunicaciones existente, su estandarización de modelo de datos y servicio de comunicaciones así como la estructura de su modelo de información en XML, bondades que hacen de este protocolo un punto base para estandarizar las comunicaciones de las REI.

En cuanto a los protocolos de telegestión, estos se desarrollan y son necesarios para la comunicación de los SMI, que cuentan con un chip con puerto de comunicación que les da la capacidad de envío/recepción de datos, siendo necesario un protocolo para que estos datos sean inteligibles desde ambas partes, es decir desde un medidor hacia un sistema de control central y viceversa.

Respecto a los protocolos de red se diseñan para comunicar dos equipos y enrutar los datos. En particular hay una equivalencia entre los protocolos de red, teniendo como referentes a los protocolos OSI (open System Interconnection) y TCP/IP; teniendo en cuenta que el OSI es aplicado por la plataforma PRIME muy difundida en los SMI se muestra dicha equivalencia entre sus distintas capas, en el siguiente gráfico:

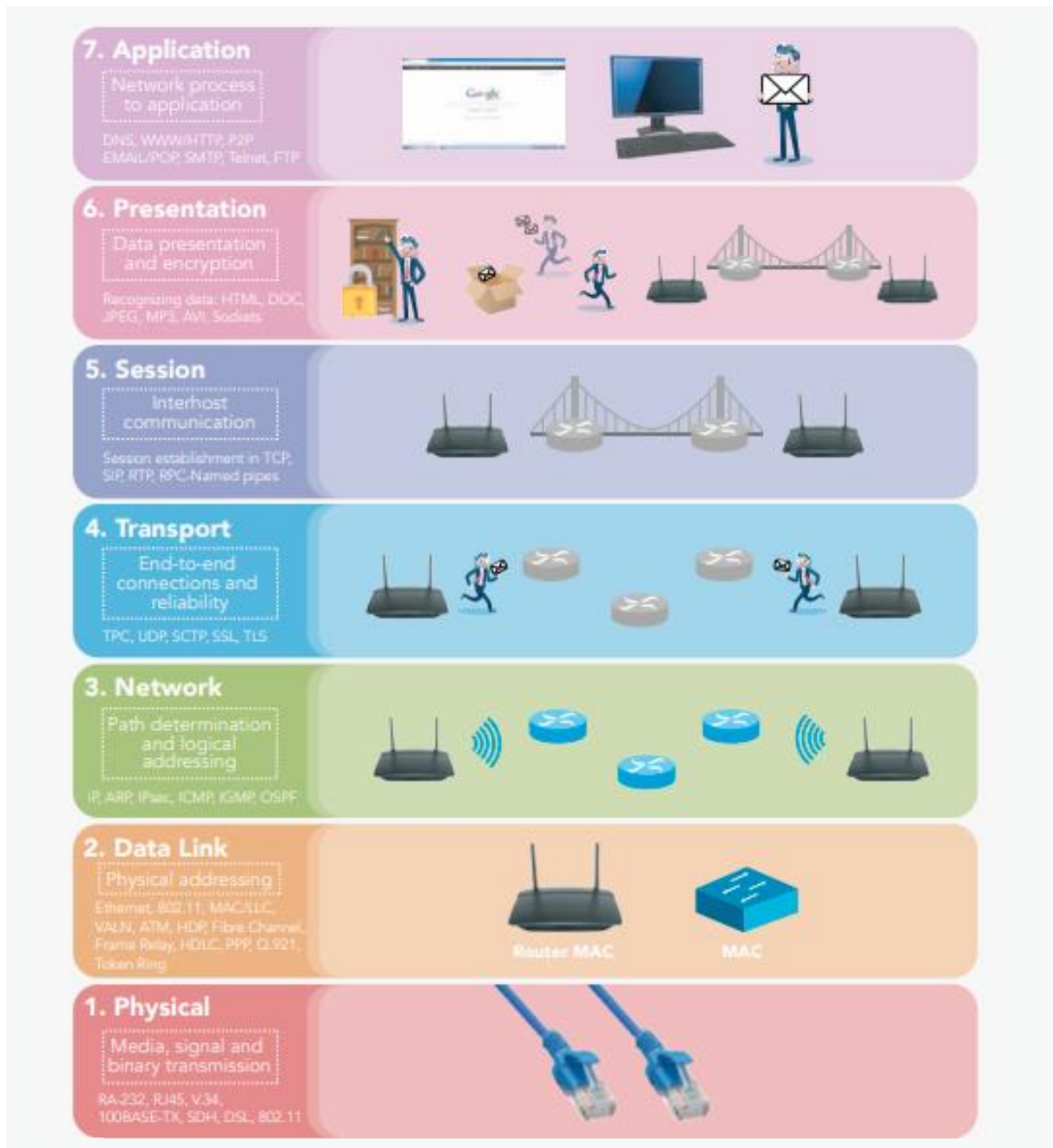
Figura 1.3: Comparativo de los modelos OSI y TCP/IP



Fuente: <https://xxamin1314.medium.com/cu%C3%A1-es-la-diferencia-entre-modelo-osi-y-modelo-tcp-ip-83829bbd484d>

En particular el modelo OSI se estructura en siete capas, siguiendo criterios como: i) las capas se crean cuando se necesita un nivel de abstracción; ii) cada capa realiza una función definida; iii) La función de cada capa se selecciona bajo el criterio de minimización de flujo de información; y iv) se tiene siete capas, lo suficientemente amplia para que no existan dos funciones en una misma capa; cuya configuración se muestra en la siguiente figura.

Figura 1.4: Esquema del Modelo OSI de ISO



Fuente: <https://xxxamin1314.medium.com/cu%C3%A1l-es-la-diferencia-entre-modelo-osi-y-modelo-tcp-ip-83829bbd484d>

Es decir este protocolo OSI tiene: 1) capa física para transmitir bits a través de un canal de comunicación; 2) capa de enlace que da una línea a partir de un medio de transmisión; 3) capa de red que controla la operación de la subred; 4) capa de transporte que recibe datos de una capa superior (capa de sesión), los divide y los pasa a la capa de red; 5) capa de sesión que facilita para que diversos usuarios con diferentes máquinas establezcan sesiones; 6) capa de presentación que se ocupa de la sintaxis y la semántica de la información para su transmisión; y finalmente 7) capa de aplicación donde se alojan las aplicaciones finales que maneje el usuario como terminal virtual, envío de archivos, e-mail, etc.

Así las funcionalidades del modelo PRIME, con las que puede contar un medidor inteligente, son entre otras: medición bidireccional, medidas de potencia, recepción y envío de señales, así como la gestión de alamas.

Así, los sistemas pueden disponer de protocolos de red: TCP/IP, M-Bus, Euridis, B-PSKPLC, S-FSK PLC, GSM, GPRS, UMTS, PRIME o G3 PLC.

En cuanto a los protocolos de datos se mencionan el DLSP/COSEM y Meters & Mor.

Finalmente, entre los medios físicos se tiene a la telefonía móvil, la red eléctrica y el cableado estructurado que puede ser fibra óptica, par trenzado o coaxial.

De lo descrito se puede concluir que, al igual como se han presentado en otras realidades, para las EDEs locales, integrar una red global de datos a todos los usuarios, operadores, generadores con información en tiempo real de consumo, tarifas, datos de potencia y otros datos como las fallas, interrupciones y la automatización de la red, por ejemplo, no es algo que hoy sea factible llevar a cabo sin una importante inversión económica, sin normativa ni estandarización e incluso requiere de investigación de parte del personal profesional y técnico, de modo que esta capa de comunicación será para las EDEs peruanas el gran desafío y donde se requieren los mayores cambios por cuanto requerirá capacitación, expertise y profundidad de análisis.

Habida cuenta que las EDEs actualmente se enfocan en un servicio unidireccional, de tipo “rígido”, se requiere que las capacidades de sus funcionarios sean no sólo de tipo informático, sino de tipo especializado, primero para diseñar esta nueva infraestructura de comunicaciones y luego para generar nuevos negocios y servicios, como por ejemplo diseño de tarifas, optimización de despacho y configuración de red, restablecimiento de sistemas de potencia; entre otros.

1.2.3 La Capa de Aplicaciones

Esta capa es donde se estarían implementando las aplicaciones de alto nivel que interactúan directamente con y entre los agentes implicados en la red para los servicios como control de demanda, facturación, control de averías, mantenimiento, monitoreo de carga y mercados energéticos en tiempo real; así como los nuevos servicios que puedan ofrecer las EDEs como gestión de carga de VE o gestión de la GD.

Esta corresponde a la capa superior de las REI, siendo la que está próxima a los usuarios finales, los cuales pueden ser desde el cliente final, los operadores de red, el personal de mantenimiento o la gerencia comercial que monitorea la gestión de demanda.

Es así como esta capa estará formada por una serie de aplicaciones informáticas que se ubican jerárquicamente en el nivel más alto de la estructura lógica de la red, como se muestra en la figura 3.4. (por ejemplo, si se aplica el modelo OSI se ubicaría en la

capa 7), siendo sus capacidades ilimitadas, dependiendo de las funcionalidades de la REI, entre las cuales se pueden indicar las siguientes, entre otros:

- Control de respuesta de la demanda – demand side response
- Módulos de facturación y tarifas dinámicas
- Monitoreo de carga
- Gestión de mercado en tiempo real
- Nuevos servicios al cliente residencial, comercial o industrial.

Así, al igual que en otros sistemas y empresas donde ya se ha superado la fase inicial, se observa que existen diversas rutas, es decir cada empresa elige su propio camino, por lo tanto, las empresas locales deberían tomar dicha experiencia y dar el salto cualitativo, analizando la diferencia entre el funcionamiento actual de la red convencional, condicionada por su ajuste entre la oferta y la demanda ante la ausencia de capacidad de almacenamiento y la red eléctrica inteligente - REI.

1.3 Metodología de Matriz de Restricciones de Mercado (MRM)²

La Matriz de Restricciones de Mercado es una herramienta de interacción, basado en indicadores que se ponderan en una planilla con puntuaciones, con los líderes de gestión de las distribuidoras y que representa un auto-análisis que permite identificar, mediante un análisis y evaluación de las desventajas o restricciones que le impiden a la empresa alcanzar un despliegue o, según sea el caso, una mayor implementación de las funciones de REI e interacción con la demanda u otros actores dentro de su mercado eléctrico.

La aplicación, consiste en una entrevista a los gestores de la distribuidora, evalúa la criticidad y dificultad para superar diferentes desventajas/restricciones identificadas como apreciación de sus representantes que forman parte de esta cadena de REI. Es decir, su aplicación provee una apreciación de parte, pero no menos importante, respecto a una clasificación jerárquica de desventajas o restricciones desde la más crítica a la menos crítica y luego, de la más sencilla a la más difícil de superar.

Esta metodología³ permite identificar barreras que al interior de una distribuidora deban o puedan ser priorizadas para superar, además que sirve de referencia de parte respecto a cambios regulatorios que permitan al regulador abordar adecuadamente estas desventajas y promover una mejor participación de los otros actores del mercado eléctrico.

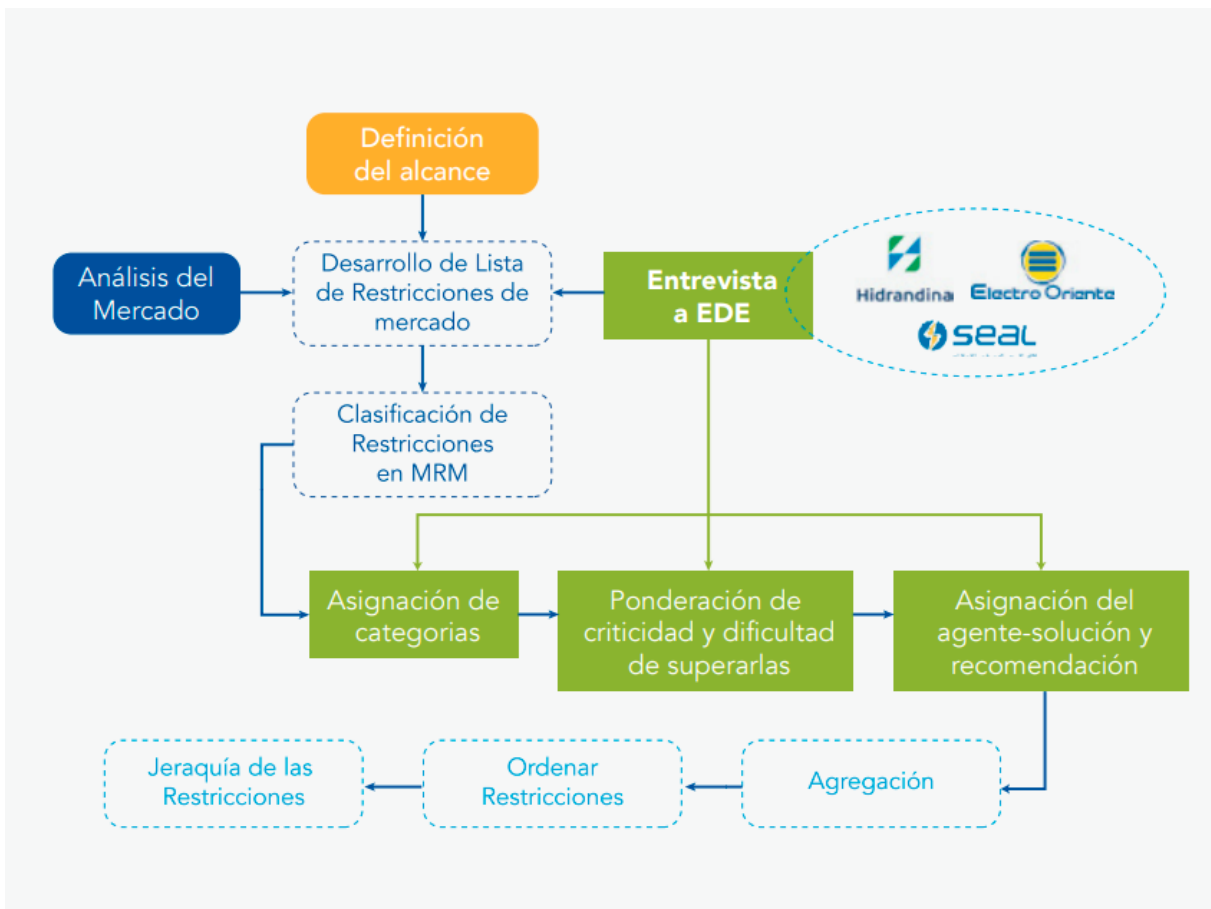
2. Alcazár Ortega Manuel; Calpe Carmen; Theisen Tomas; Carbonell-Carretero José Francisco; 2015. Energy Police: Volume 86, "Methodology for the identification, evaluation and prioritization of market handicaps which prevent the implementation of Demand Response: Application to European electricity markets" .Obtenido de: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421515300501>

3. Esta metodología fue diseñada y aplicada en el marco del proyecto europeo LIFE "Demand Response in industrial Productio – DRIP" en el 2015. El Proyecto se llevó a cabo por empresas de Alemania, España y los Países Bajos, incluidos usuarios finales, operadores de sistemas de distribución (DSO) y minoristas, de manera que toda la cadena energética estuvo representada. Con la metodología se utilizó información de primera mano, obteniendo estimaciones realistas sobre las barreras del mercado en diferentes lugares de Europa, incluidas las regiones del suroeste al noreste del continente europeo.

La metodología cuenta con una secuencia de pasos que incluyen la recolección de datos, su clasificación y ponderación en la denominada Matriz de Restricciones de Mercado (MRM), cuya cuantificación de diferentes conceptos que condicionan cada desventaja (en términos de categoría, criticidad o complejidad a superar) permite alcanzar una agregación y ordenamiento final, resultando en una tabla de acciones que permiten identificar y priorizar las soluciones para las barreras identificadas.

En el siguiente gráfico se ilustra la Metodología para la evaluación de restricciones de mercado, la misma que ha sido aplicada para los casos de las EDE HIDRANDINA, SEAL y ELOR.

Figura 1.5: Metodología de las Matriz de Restricciones de Mercado



Fuente: [5] Adaptación de: Methodology for the identification, evaluation and prioritization of market handicaps which prevent the implementation of Demand Response: Application to European electricity markets. UPV - España

El primer paso de la metodología ha sido identificar la “Lista de restricciones de Mercado” que pueden afectar a las diferentes partes interesadas. Esta identificación se planteó mediante un análisis de la coyuntura de las propias empresas, de sus proyectos propuestos y del contacto directo con los propios funcionarios de las áreas vinculadas de las distribuidoras.

Identificadas las restricciones del mercado se tabularon en una matriz, donde cada una de ellas se vincula a las partes interesadas o afectadas.

Tabla 1.3: Matriz de Restricciones de Mercado

ITEM	MATRIZ DE RESTRICCIONES DEL MERCADO	CATEGORÍA (N)	PESO	INTERESADOS		RESUMEN	DIFICULTAD PARA SUPERARLA
				GERENCIA			
				CRITICIDAD	COMPLEJIDAD		
1	Restricción 1	Know How	0.7				
		Técnica	1.0				
		Económica	0.9				
		Ambiental	0.8				
		Regulatoria	1.0				
		Empresarial	0.7				
2	Restricción 2	Know How	0.7				
		Técnica	1.0				
		Económica	0.9				
		Ambiental	0.8				
		Regulatoria	1.0				
		Empresarial	0.7				

Fuente: [5] Adaptación de: **Methodology for the identification, evaluation and prioritization of market handicaps which prevent the implementation of Demand Response: Application to European electricity markets. UPV - España**

Como se observa la Matriz de Restricciones del Mercado (MRM), que ha sido tomada con los criterios y ponderaciones de su experiencia práctica de aplicación, clasifica cada restricción y luego las categoriza para asignarle un nivel de criticidad en cuanto a su afectación al negocio y un nivel de complejidad en cuanto a su forma de resolverlo. Así en las siguientes tablas se muestra la puntuación asignada:

- La criticidad de la desventaja para las partes interesadas se clasifica en una escala de 5 niveles.

Tabla 1.4: Criticidad de las Restricciones⁴

CRITICIDAD	PUNTOS
Criticidad alta	1.00
Criticidad media alta	0.75
Criticidad media baja	0.50
Criticidad baja	0.25
Sin criticidad	0.01

4. Los pesos dados a las categorías se basan en la metodología aplicada

- La complejidad o dificultad para superar cada desventaja, se estima en función a una escala de 5 niveles.

Tabla 1.5: Complejidad de las Restricciones⁵

COMPLEJIDAD	PUNTOS
Muy difícil	1.00
Difícil	0.80
Moderado	0.60
Fácil	0.40
Muy Fácil	0.20

- Se consideró clasificar las categorías de las restricciones identificadas en las siguientes seis: técnico, económico, ambiental, know-how, regulatorio y empresarial.

Tabla 1.6: Categoría de las Restricciones⁶

CATEGORIAS	PESO
Técnico	1.0
Económico	0.9
Ambiental	0.8
Know – How	0.7
Regulatorio	1.0
Empresarial	0.7

- La recopilación de data incluye la apreciación del encuestado, respecto a la forma de superar cada desventaja, incluyendo si hubiera algunas recomendaciones para superar cada desventaja o cómo resolver dicha barrera. Estas recomendaciones representan un input para análisis posterior de soluciones para superar las desventajas bajo evaluación.
- Finalmente, también se solicita identificar al agente que podría aportar o solucionar la restricción; con la opción de que el mismo agente pueda ser responsable de superar la restricción o sugerir el agente que deba hacerlo.

Para efectos cuantitativos, cada restricción se pondera considerando los datos recopilados en diversas entrevistas a la parte interesada para obtener una visión general de la restricción y conocer detalles al respecto. En casos particulares la parte interesada puede identificar una restricción en más de una categoría, por lo que los datos se agregan y ponderan para obtener un valor único por restricción y grupo de interés.

5. Idem a nota 4

6. Idem a nota 4

De acuerdo con los datos recopilados y la ponderación de las restricciones en las diferentes categorías y partes interesadas, se realizó la evaluación cuantitativa de criticidad y dificultad de superar cada restricción considerando la contribución de las diferentes variables. Esta contribución se evalúa en función de las ponderaciones asignadas a cada factor y categoría; así, la valoración de cada restricción se calcula según la siguiente expresión:

$$IH_{i-x} = \frac{\sum_{j=1}^n Wh_j \cdot \frac{\sum_{k=1}^p Wh_{ijk}^{matrix} \cdot Ws_k}{\sum_{k=1}^p Wh_{ijk}^{bit} \cdot Ws_k}}{\sum_{j=1}^n Wh_{ij}^{bit}}$$

Donde:

Wh_j	peso, desde 0 a 1 asignado a las categorías.
Ws_k	peso k por entrevista equivalente a 1/p
Wh_{ijk}^{matrix}	peso asignado en la MRM, al problema i en la categoría j al entrevistado k.
Wh_{ijk}^{bit}	variable binaria para el peso asignado en la MRM, al problema i en la categoría j al entrevistado k. Se considera 1 si es 1, 0 si es otro valor.
Wh_{ij}^{bit}	variable binaria para el peso asignado en la MRM, al problema i en la categoría j. Se considera 1 si es 1, 0 si es cualquier otro valor.
n	número de categorías
p	número de entrevistas por interesados.

1.3.1 Resultados del Análisis de Entorno de las EDEs

Procesados los formularios de apreciación de las empresas por los distintos proyectos de cada uno, a continuación, se describen y analizan los resultados obtenidos para cada función y para el conjunto de las tres empresas evaluadas, cuyo detalle individual de la evaluación se muestra en el Anexo de este Informe.

Los resultados se habrían validado con las EDEs si el tamaño de la muestra de recopilación de datos hubiera sido más representativo y se hubiera contado con la participación de diversos agentes de la demanda, como de las entidades reguladoras, al respecto la participación estuvo limitada a las gerencias y este resultó un número muy reducido de encuestas.

A continuación, con esta muestra reducida, se explica el agregado de los indicadores, clasificándose por los cuatro tipos de proyectos aprobados por el Regulador en la última fijación tarifaria, como sigue.

Resultados de Análisis de Entorno para los SMI

Como se ha mencionado, las tres empresas que forman parte de la evaluación tienen sus proyectos de SMI, que para calificar las restricciones y categorizarlas se han obtenido los gráficos siguientes:

Figura 1.6: Resultado de Restricciones y Categorización para SMI - Tres EDEs



Fuente: Elaboración propia.

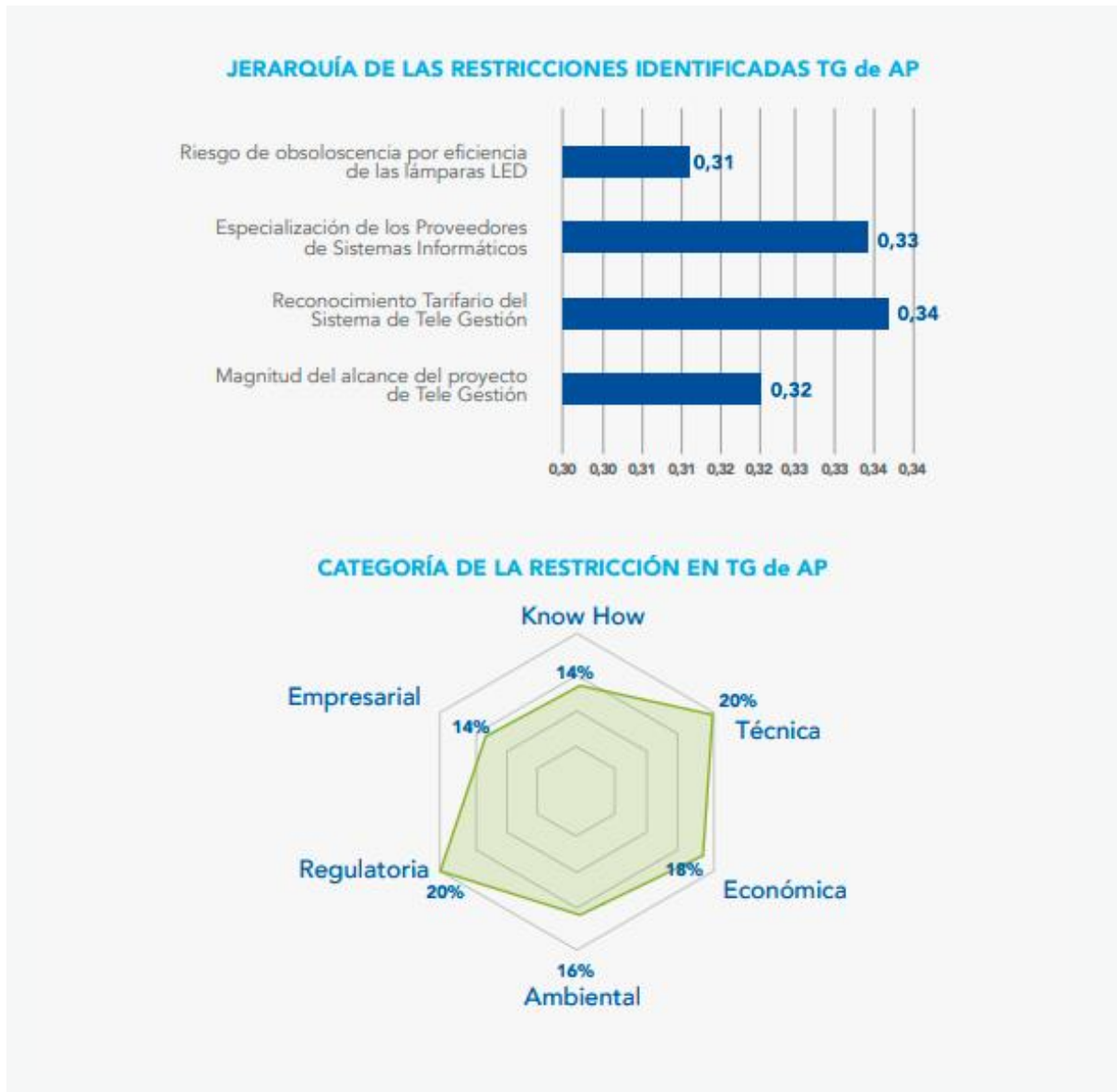
De ello se observa que en las tres empresas se ha identificado como principal restricción de tipo operativo lo relacionado a diseño de tarifas, seguido de que no se cuenta con un sistema propio de comunicaciones y la resistencia al cambio del personal técnico.

En cuanto a la categorización, resulta una percepción de restricciones de tipo regulatorio y técnica principalmente.

Resultados de Telegestión de Alumbrado Público

En cuanto al proyecto de Telegestión de Alumbrado Público, las empresas que tienen este tipo de proyectos son SEAL e Hidrandina, de modo que se ha contado con la información de estas dos empresas respecto a la evaluación por sus proyectos de iluminación LEDs y sistemas de control, calificando las restricciones y categorizarlas como se muestra en los gráficos siguientes:

Figura 1.7: Resultado de Restricciones y Categorización para Telegestión de Alumbrado Público - Dos EDEs



Fuente: Elaboración propia.

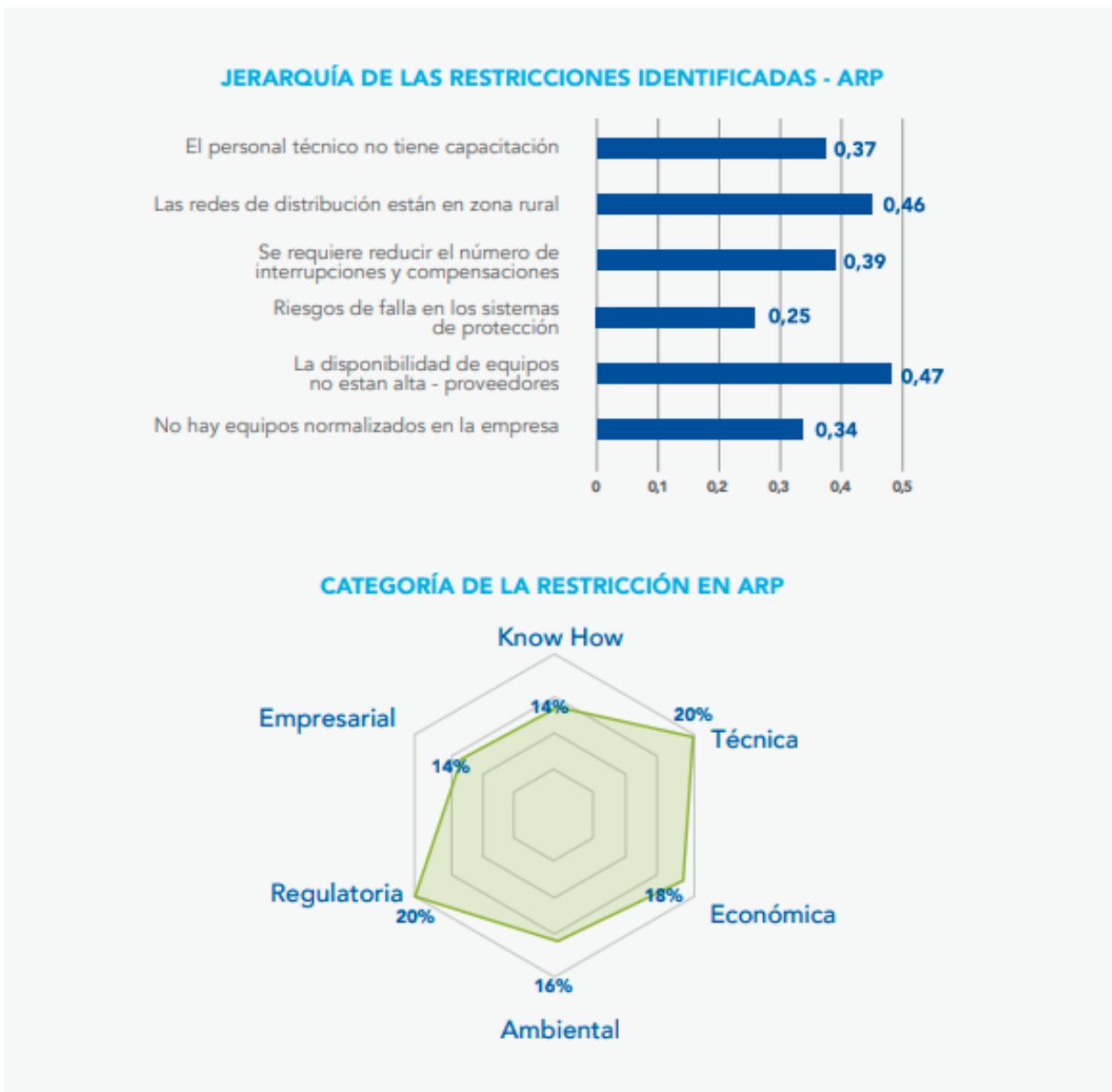
Respecto a este tipo de proyecto se observa que las dos empresas han identificado como principal restricción de tipo operativo lo relacionado al reconocimiento tarifario del sistema de Telegestión, seguido de ausencia de especialización en los proveedores de equipos para este tipo de proyectos.

En cuanto a la categorización, el resultado obtenido muestra una percepción de restricciones de tipo regulatorio y técnica principalmente.

Resultados de Automatización de Red Primaria – ARP

El tercer tipo de proyecto evaluado corresponde a la automatización de red primaria de MT, el mismo que fue aprobado sólo para Hidrandina, contándose con la información de esta única empresa respecto a la evaluación por su proyecto de interruptores y sistemas de control, calificando las restricciones y categorizadas como se muestra en los gráficos siguientes:

Figura 1.8: Resultado de Restricciones y Categorización para ARP - HIDRANDINA



Fuente: Elaboración propia.

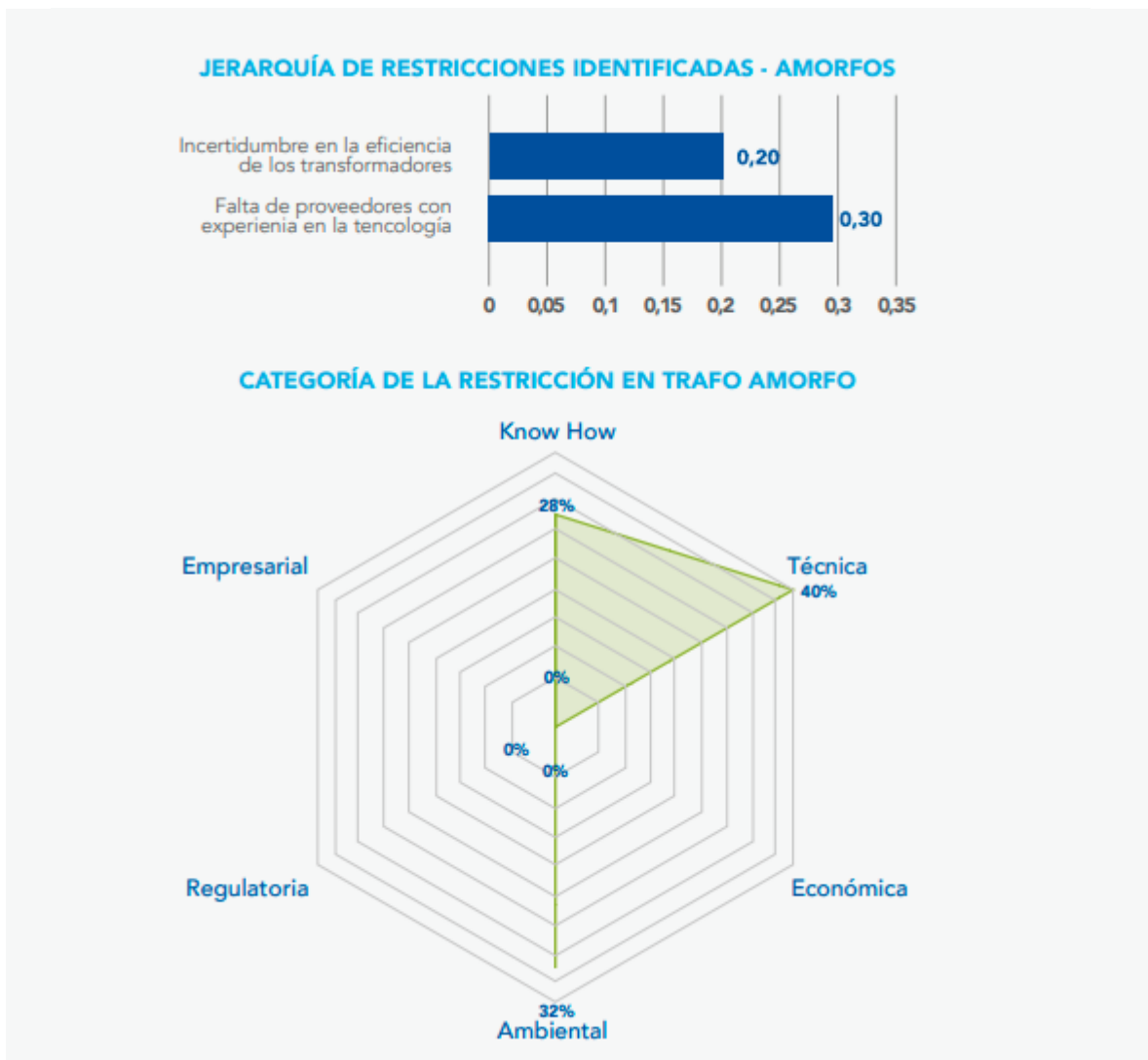
Para este proyecto se observa que la empresa Hidrandina ha identificado como principal restricción de tipo logístico, considerando que la disponibilidad de los equipos que tienen los proveedores no es alta, seguido del criterio que el proyecto estará ubicado en zona rural.

En cuanto a la categorización, el resultado obtenido muestra una percepción de restricciones de tipo regulatorio y técnica principalmente.

Resultados de implementación de Transformadores Amorfos

El cuarto tipo de proyecto evaluado corresponde a la implementación de transformadores de tipo amorfo para reducir pérdidas en subestaciones MT/BT, el mismo que fue aprobado sólo para SEAL, contándose con la información de esta única empresa respecto a la evaluación por su proyecto de adquisición e instalación de transformadores, calificando las restricciones y categorizadas como se muestra en los gráficos siguientes:

Figura 1.9: Resultado de Restricciones y Categorización para Amorfos - SEAL



Fuente: Elaboración propia.

Para este proyecto se observa que SEAL ha identificado como principal restricción de tipo logístico, considerando que la disponibilidad de los transformadores no ha sido manifestada por los proveedores de material eléctrico; y en segundo lugar que hay una incertidumbre respecto a que si en efecto estos equipos realmente cuenten con una eficiencia que los haga competitivos frente a los transformadores convencionales.

En cuanto a la categorización, el resultado obtenido muestra una percepción de restricción de tipo técnico principalmente.

1.4 Aspectos del Mercado de las EDEs

A continuación, se describen las características principales de las empresas SEAL, Hidrandina y ELOR, así como del mercado eléctrico que atienden.

Figura 1.10: Análisis de Entorno de las tres Empresas Eléctricas



En general, las tres empresas que forman parte de la evaluación de REI pertenecen al mercado regulado nacional, cuyo orden de magnitud en términos de venta de energía anual es de 17 884 GWh; es decir, 41% del total nacional.

Las tres empresas HIDRANDINA, SEAL y ELOR, representan una muestra importante de las EDEs del ámbito estatal, gestionadas por FONAFE totalizando 3010 GWh de energía vendida, el mismo que es el 16,8% del mercado regulado.

En términos de ventas anuales de energía al 2020, en lo que respecta al mercado regulado, Hidrandina tiene ventas de 1449 GWh, SEAL en el orden de 831 y Electro Oriente por un total de 730 GWh, detallándose a continuación otras variables importantes de gestión comercial y de ventas de energía para cada una de las EDE.

1.4.1 Datos Principales de SEAL

En cuanto a los resultados comerciales de SEAL, en la siguiente tabla se muestran la demanda, facturación y clientes para el año 2020.

Tabla 1.7: Situación Comercial de SEAL al 2020

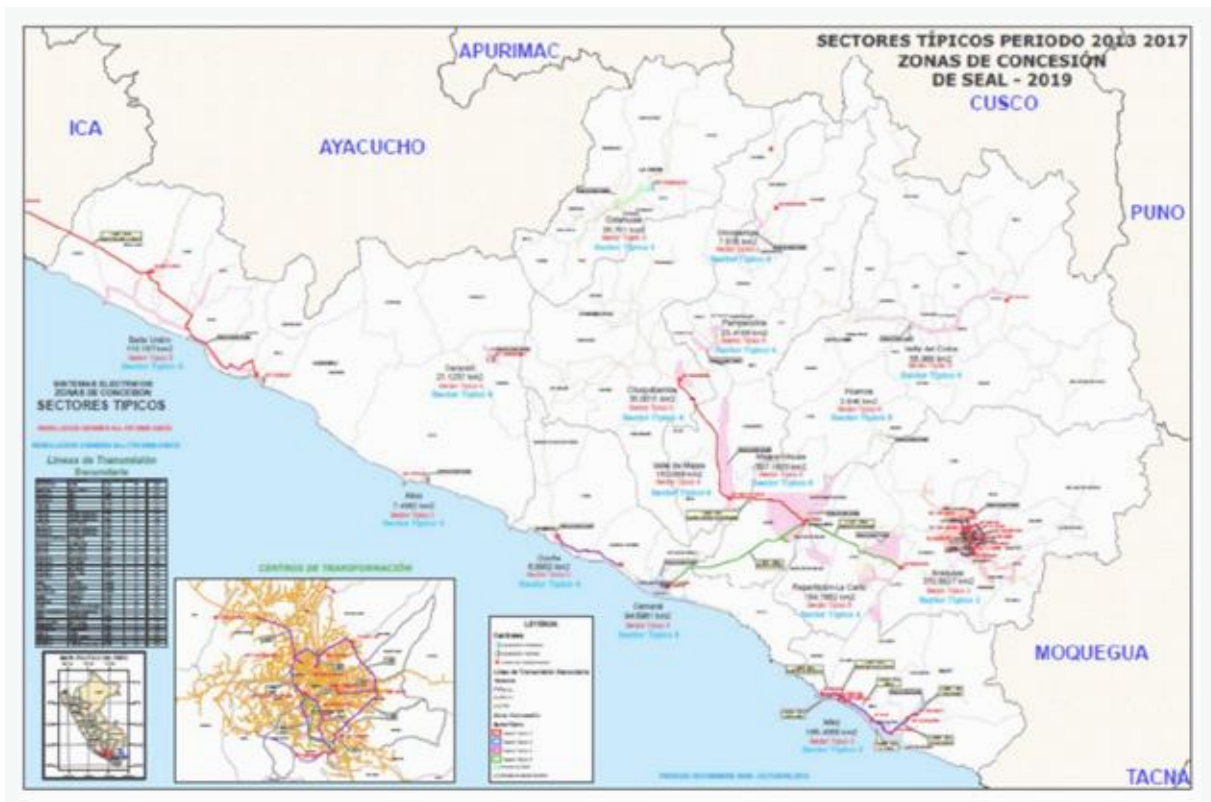
ETIQUETAS DE FILA	ENERGÍA ANUAL TOTAL MWH	FACTURA ANUAL MILES SOLES	CLIENTES (UNIDADES) DIC 2020
R	830 921	487 333	448 296
AT	243	92	1
Industrial	243	92	1
MT	143 121	59 194	775
Comercial	74 082	28 709	266
Industrial	69 039	30 486	509
BT	687 557	428 046	447 520
Alumbrado Publico	58 629	33 393	4 865
Comercial	95 423	59 831	18 875
Industrial	15 314	12 252	460
Residencial	518 191	322 570	423 320
L	145 944	42 782	59
MAT	9 647	2 851	5
Industrial	9 647	2 851	5
AT	38 141	10 774	17
Industrial	38 141	10 774	17
MT	98 156	29 158	37
Industrial	98 156	29 158	37
Total general	976 865	530 115	448 355

Fuente: Datos SICOM 2020 - OSINERGMIN, Elaboración Propia.

SEAL es una empresa concesionaria de distribución y comercialización de energía que comercializa energía en el Departamento de Arequipa, cuenta con un total de 448 mil clientes y una demanda de 976 GWh al 2020; contando dentro de sus servicios con el desarrollo de actividades de generación en sus sistemas aislados.

SEAL cuenta desde el 05 de agosto de 1994, con la concesión definitiva para desarrollar actividades de distribución de energía eléctrica en la Región Arequipa, habiéndose luego formalizado la ampliación de sus zonas de concesión de distribución, mediante las Resoluciones Supremas N° 055-99-EM, emitida el 10 de abril de 1999, y N° 056-2005-EM, emitida el 07 de octubre de 2005.

Figura 1.11: Área de Influencia y Concesión de SEAL



Fuente: Website: SEAL.

SEAL tiene identificados los siguientes actores relevantes dentro del ámbito de su accionar con el servicio público de electricidad, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 1.12: Principales Actores en ámbito de acción de SEAL

Fuente: SEAL.

En cuanto a los proyectos de REI, materia del presente Análisis de Entorno de las EDEs, SEAL, como parte del proceso de fijación del VAD 2019-2023, presentó Proyectos de Innovación Tecnológica, los cuales se clasificaron como Proyectos de Sistema de Medición inteligente (SMI), Telegestión de Alumbrado Público (AP), Eficiencia Energética (EE) en redes primarias y secundarias, al igual que Proyectos de Mejora de Calidad de Suministro (MCS).

Los proyectos aprobados por OSINERGMIN para SEAL fueron 3 de los 7 proyectos REI presentados, los cuales se muestran en la tabla.

Tabla 1.8: Proyectos REI Aprobados para SEAL

Proyecto	Inversión Aprobada VAD OSINERGMIN (S/)	Culminado/ Ejecución
Piloto de SMI	3 476 360	0%
Telegestión de AP	1 016 868	0%
Trafos Núcleo Amorfo	627 816	0%

Como se observa los proyectos aprobados fueron tres, los cuales totalizan una inversión de S/ 5,1 millones, que de acuerdo con la información de la empresa se encuentra en la etapa inicial de ejecución, habiendo sido afectado el inicio de los mismos por el impacto de la pandemia del COVID-19.

Sin embargo, estos no fueron todos los proyectos que SEAL propuso como parte de su iniciativa dentro del proceso del VAD 2019-2023, dado que hubo proyectos que no contaron con la aprobación; como, por ejemplo, un proyecto de generación distribuida, además de otros proyectos de eficiencia energética, los cuales fueron desestimados por OSINERGMIN indicando, entre otras razones, que no se encontraban normados algunos servicios o que los costos no se encontraban debidamente justificados.

1.4.2 Datos Principales de HIDRANDINA

En cuanto a los resultados comerciales de Hidrandina, en la siguiente tabla se muestran la demanda, facturación y sus clientes para el año 2020.

Tabla 1.9: Situación Comercial de HIDRANDINA al 2020

ETIQUETAS DE FILA	ENERGÍA ANUAL TOTAL MWH	FACTURA ANUAL MILES SOLES	CLIENTES (UNIDADES) DIC 2020
R	1 449 145	814 599	928 580
AT	23 207	6 602	7
Industrial	23 207	6 602	7
MT	365 228	145 019	2 527
Comercial	191 723	72 381	862
Industrial	173 505	72 638	1 665
BT	1 060 710	662 979	926 046
Alumbrado Publico	100 341	58 262	-
Comercial	251 658	157 550	60 415
Industrial	14 947	9 815	312
Residencial	693 763	437 352	865 319
L	372 900	101 969	110
MAT	7 740	2 632	5
Industrial	7 740	2 632	5
AT	77 693	17 237	3
Industrial	77 693	17 237	3
MT	287 467	82 099	102
Industrial	287 467	82 099	102
Total general	1 822 045	916 568	928 690

Fuente: Datos SICOM 2020 - OSINERGMIN, Elaboración Propia.

HIDRANDINA es la empresa concesionaria que brinda el servicio público de electricidad, mediante la distribución y comercialización de energía eléctrica y que también opera bajo el ámbito del holding estatal FONAFE, siendo supervisada por OSINERGMIN, al igual que todas las empresas del sector eléctrico.

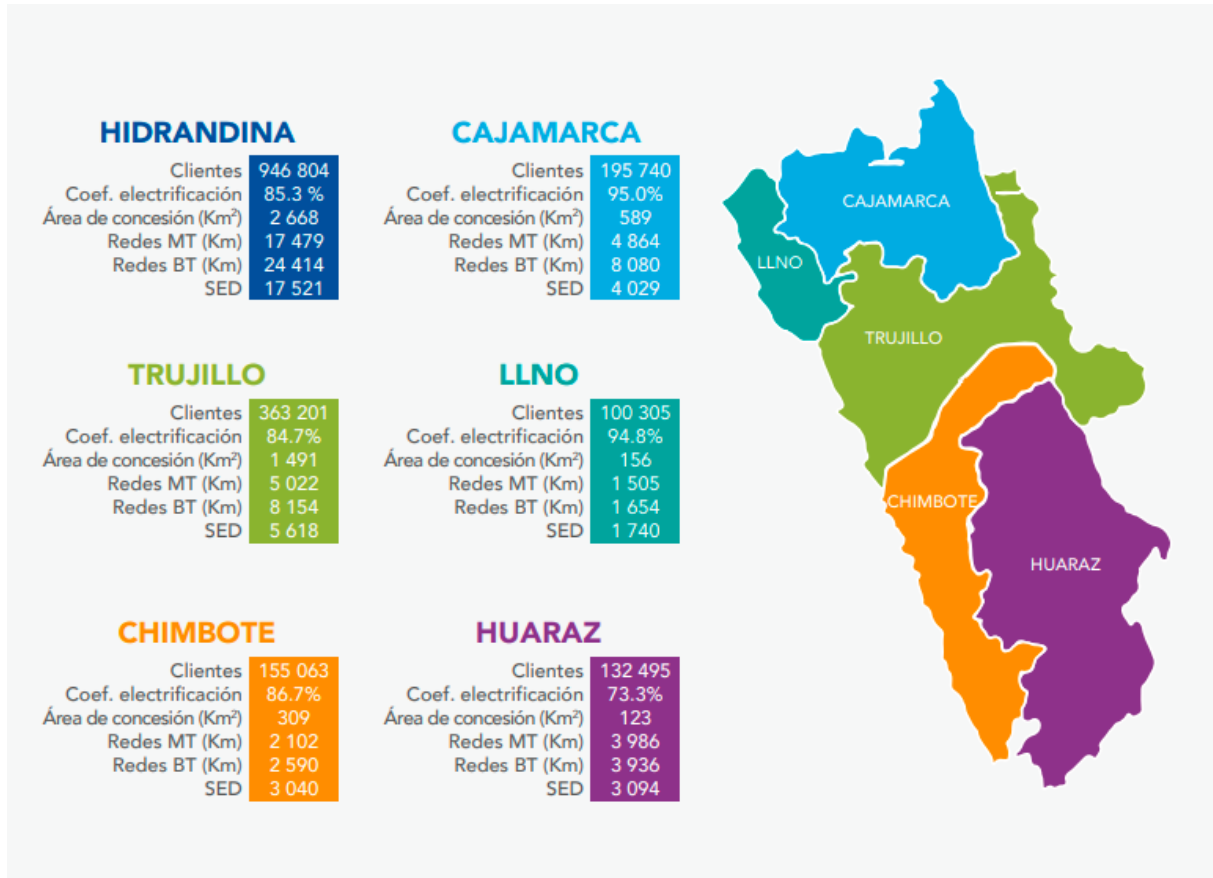
En particular, Hidrandina cuenta con tres contratos marco de concesión para la distribución y comercialización de energía eléctrica que comprenden las regiones de Áncash, La Libertad y parte de Cajamarca (las provincias de Contumazá, Cajamarca, San Pablo, Celendín, San Miguel, San Marcos y Cajabamba).

En el ámbito organizacional, la empresa cuenta con cinco unidades de negocio para efectos operativos y administrativos, distribuidas en su ámbito geográfico de concesión, contando con los siguientes servicios menores:

- **Cajamarca:** Chilete, San Marcos, Cajabamba y Celendín.
- **Huarez:** Recuay, Chiquián, Huari, Pomabamba, Sihuas, La Pampa, Caraz y Carhuaz.
- **Chimbote:** Pallasca, Casma, Nepeña y Huarmey.
- **La Libertad Norte:** Chepén, Pacasmayo, Valle Chicama y Cascas-Contumazá.
- **Trujillo:** Virú, Otuzco-Quiruvilca, Santiago de Chuco, Huamachuco y Tayabamba.

Como se ha mostrado en el cuadro resumen, a diciembre 2020, Hidrandina atiende a un total de 928,7 mil clientes, con un alcance geográfico de distribución (convencional y rural) de 2,667.68 km distribuida en toda su zona de responsabilidad técnica (ZRT), como se muestra en la siguiente figura.

Figura 1.13: Área de Influencia y Concesión de HIDRANDINA



Fuente: Hidrandina S.A.

Hidrandina tiene identificado como actores relevantes para sus relaciones técnicas y comerciales dentro de su ámbito a los siguientes, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 1.14: Actores relevantes en el Mercado de HIDRANDINA



Fuente: Hidrandina S.A.

Hidrandina también presentó proyectos como parte del proceso del VAD 2019-2023, los cuales correspondieron a: Sistema de medición inteligente (SMI), Telegestión de alumbrado público (AP), eficiencia energética (EE) y mejora de calidad de suministro (MCS).

De los tres proyectos propuestos por Hidrandina, como parte de las funciones REI, se aprobaron todos los proyectos de su cartera como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 1.10: Proyectos REI Aprobados para Hidrandina

Proyecto	Inversión Aprobada VAD (S/)	Culminado/ Ejecución
Piloto de SMI	19 719	61.54%
de AP	161 690	41.67%
Mejora de Calidad de Suministro	5 810	50.00%

Los tres proyectos aprobados, de manera similar a SEAL, totalizan una inversión de S/ 7,8 millones, los cuales de acuerdo con la información de la empresa se encuentran en fase de implementación y con un nivel de avance estimado en más de 40%.

1.4.3 Datos Principales de ELECTRO ORIENTE S.A.

En cuanto a la tercera empresa de distribución que forma parte de este análisis de entorno se tiene a Electro Oriente S.A., cuyos resultados comerciales al año 2020 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1.11: Situación Comercial de Electro Oriente al 2020

ETIQUETAS DE FILA	ENERGÍA ANUAL TOTAL MWH	FACTURA ANUAL MILES SOLES	CLIENTES (UNIDADES) DIC 2020
R	730 381	457 150	498 183
MT	168 283	78 237	1 564
Comercial	72 744	29 979	431
Industrial	95 538	48 258	1 133
BT	562 098	378 913	496 619
Alumbrado Publico	38 917	26 117	61
Comercial	117 546	89 980	34 493
Industrial	12 078	15 628	280
Residencial	393 557	247 188	461 785
L	82 718	26 882	41
MT	48 588	16 875	39
Industrial	48 588	16 875	39
AT	34 130	10 007	2
Industrial	34 130	10 007	2
Total general	813 099	484 032	498 224

Fuente: Datos SICOM 2020 - OSINERGMIN, Elaboración Propia.

Electro Oriente S.A. también es una empresa estatal de derecho privado, íntegramente de propiedad del Estado, constituida como sociedad anónima, a cargo del FONAFE (Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado), con autonomía técnica, administrativa, económica y financiera.

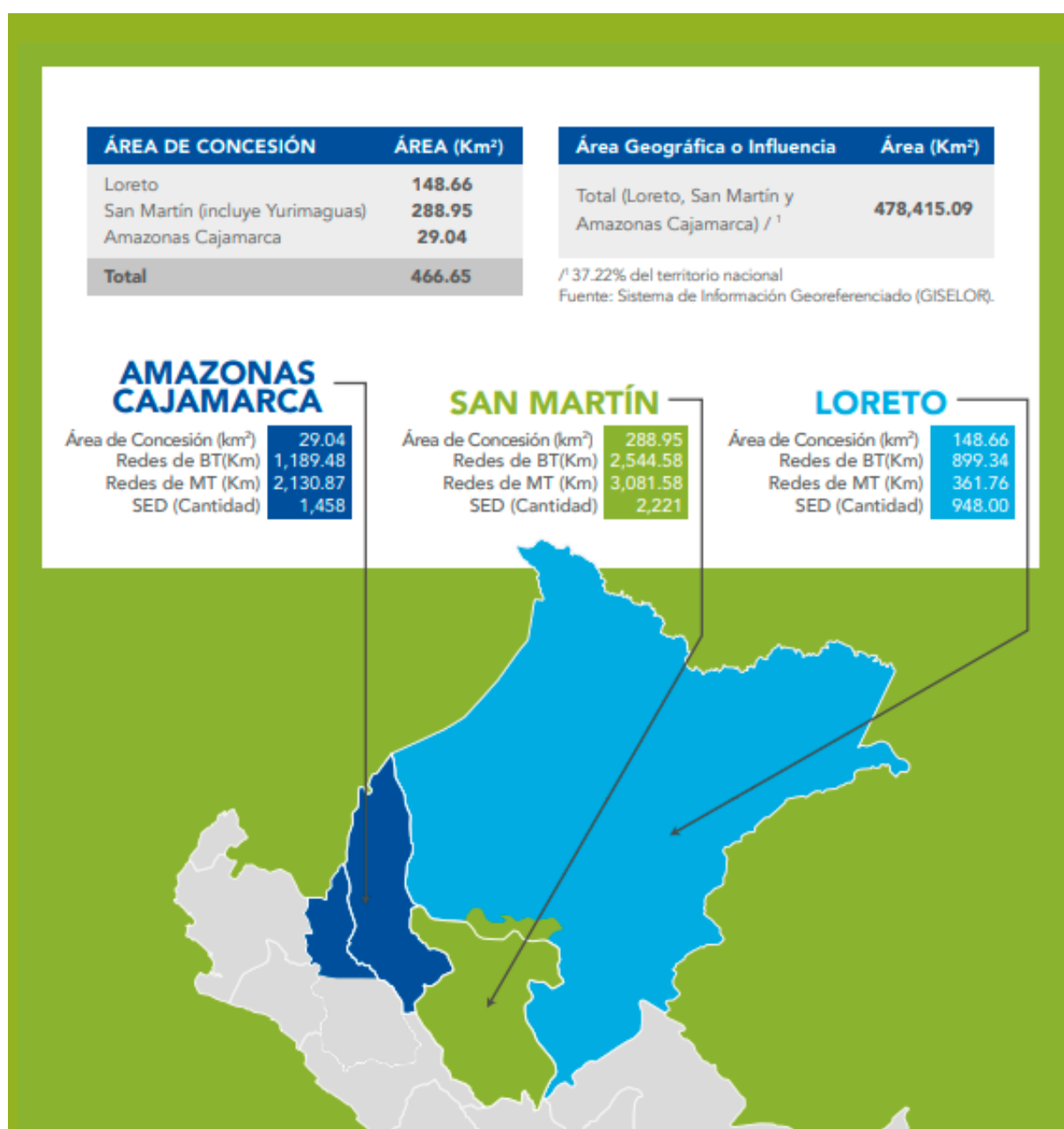
Su actividad comercial de energía la desarrolla en los Departamentos de Loreto, San Martín, Amazonas y Cajamarca (parcialmente), con un total de 498 mil clientes y una demanda de 814 GWh al 2020; contando dentro de sus servicios el desarrollo de actividades de generación, siendo su Sistema Iquitos el más importante en términos de áreas operativas y que es operado como sistema aislado.

Es así que Electro Oriente S.A. desarrolla el servicio de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica con carácter de servicio público o de libre contratación dentro de su área de concesión.

En cuanto a su área de influencia, su alcance geográfico es de 478,415.09 km², que representa el 37.22% del territorio nacional, mientras que su área de concesión de distribución suma 466.65 km².

De sus sistemas eléctricos atendidos, los que se encuentran interconectados al SEIN desde diciembre 2010 son los sistemas eléctricos de la Región San Martín: Tarapoto, Moyobamba, Bellavista y Yurimaguas; mientras que los sistemas eléctricos de la Región Loreto: Iquitos, Requena, Contamana, Nauta, Caballococha y Tamshiyacu se encuentran aislados, por lo que su producción está basada principalmente en grupos electrógenos, instalados en los centros de consumo. Un resumen de lo indicado se muestra en la siguiente figura.

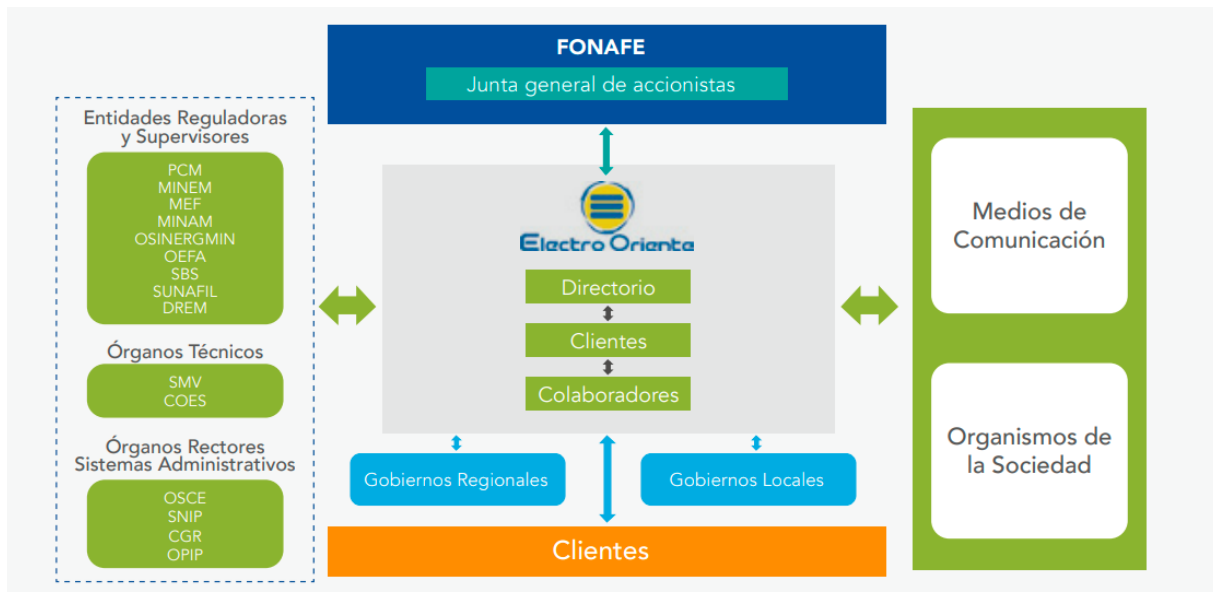
Figura 1.15: Área de Influencia y Concesión de Electro Oriente



Fuente: Electro Oriente S.A.

Para Electro Oriente S.A. se ha identificado a los siguientes actores relevantes.

Figura 1.16: Principales Actores en accionar de ELECTRO ORIENTE



Fuente: Electro Oriente S.A.

Los actores relevantes internos de ELOR corresponden a directivos, funcionarios y colaboradores de la empresa.

En relación con los actores relevantes externos de ELOR se puede resaltar la función que desempeñan los organismos reguladores que fiscalizan el cumplimiento de la normatividad relacionada a las actividades de la empresa y a sus usuarios.

Electro Oriente S.A. también presentó tres proyectos de REI en el proceso VAD 2019-2023, siendo aprobado solamente su propuesta de Sistemas de medición inteligente. De manera independiente desarrollaron un proyecto de servicio de telemetría que Electro Oriente lo ha implementado en sus clientes mayores por iniciativa propia.

Tabla 1.12: Proyectos relevantes de Electro Oriente

Proyecto	Inversión Aprobada VAD (S)	Culminado/ Ejecución
Piloto de SMI	32 396	100.00%
Telegestión de Telemetría	360 235	100.00%

Conforme a lo indicado por la empresa el proyecto piloto de SMI se encuentra implementado; habiendo propuesto otros proyectos como la Telegestión del alumbrado público (AP) y Mejora de Calidad de Suministro (MCS), los cuales no contaron con la aprobación de OSINERGMIN debido a que, en opinión del regulador, los costos no se encontraban debidamente justificados.

2

ANÁLISIS DE PROYECTOS PILOTO APROBADOS POR OSINERGMIN

Para realizar el análisis de los proyectos piloto de las distribuidoras, clasificados como funciones de las REI, se planteó un programa de actividades de interacción y trabajo directo con las Empresas de Distribución Eléctrica - EDE: Hidrandina, SEAL y ELECTRO ORIENTE.

2.1 Actividades y Aspectos Relevantes del Análisis

Como parte de las actividades planteadas para el Análisis de Entorno, se realizaron Talleres de Trabajo donde se revisó la situación de las empresas mediante un auto diagnóstico de sus proyectos y sus avances, para lo cual cada empresa realizó su presentación, la misma que se resume en este numeral.

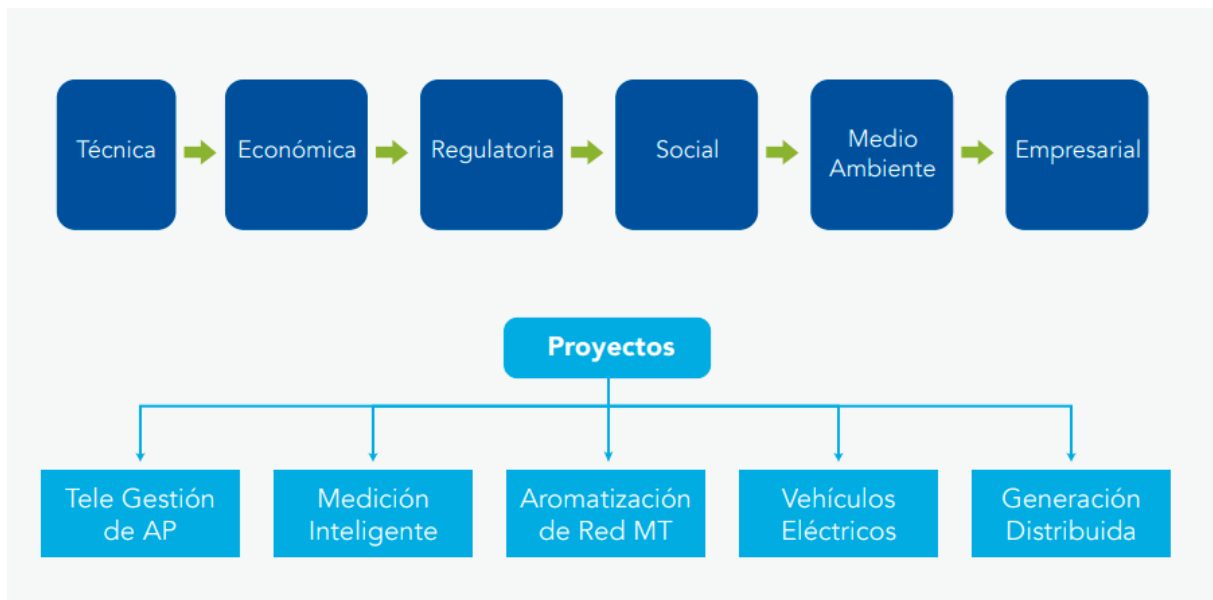
De forma paralela, también se revisó los alcances y algunos aspectos de detalle que forman parte de la información pública que explica el desarrollo del proceso de fijación del VAD y los proyectos REI aprobados en la última regulación tarifaria del 2019-2023. En síntesis, se podrían indicar los siguientes puntos de partida para realizar el diagnóstico de las REI que propusieron las EDEs y las que actualmente llevan a cabo.

- Se realizaron tres talleres con participación de las gerencias involucradas en el tema de los PITEC. Los talleres con cada una de las empresas han tenido por objetivo recopilar información para analizar el avance de las iniciativas de innovación tecnológica y eficiencia energética emprendidas por las empresas y aprobadas por OSINERGMIN.
- Las EDEs estuvieron representadas por funcionarios de las Gerencias Comercial, Operaciones y de Proyectos.
- Cada una de las tres empresas, presentó sus avances, expectativas y restricciones en cuanto al desarrollo de sus proyectos aprobados, tanto del PITEC como de las REI.

Dado el avance, aún reducido si se tiene en cuenta que las empresas se encuentran, en términos de plazo, al 50% del período cuatrienal de la regulación tarifaria de VAD, se hizo relevante la identificación de barreras o restricciones que tuvieran las empresas, con lo cual se pueden definir actividades de apoyo y asistencia técnica que viabilice y mejore el resultado de la implementación de los proyectos vinculados.

Bajo esa premisa se definieron criterios a seguir para el desarrollo del Plan de Trabajo y en particular del presente diagnóstico, clasificando aspectos claves para la ejecución de los proyectos como son las variables técnicas, económicas, regulatorias entre otras; del mismo modo como se identificaron tanto los proyectos aprobados en el VAD como aquellos que las distribuidoras los tienen en perspectiva, como los vehículos eléctricos y la generación distribuida, conforme se muestra en la siguiente figura.

Figura 2.1: Barreras de Implementación y Funciones REI para las EDEs



Fuente: Proyecto DRIP – Univ. Valencia España, Elaboración Propia.

Tomando en cuenta lo antes indicado, se analizaron las principales observaciones del Regulador y su influencia en el diseño final de los proyectos REI aprobados. En ese sentido, se ha revisado la documentación generada en el proceso regulatorio de donde se han identificado aspectos relevantes que limitaron que las empresas pudieran aprobar todos sus proyectos propuestos.

Dichos aspectos relevantes han permitido identificar, conforme al modelo de análisis de entorno propuesto e identificando las restricciones de mercado, algunos vacíos en los Términos de Referencia del VAD; de lo cual surgen algunas propuestas de mejora que podrían ser considerados para su incorporación en la normativa. En ese sentido, a continuación, se exponen los principales hallazgos:

- El avance de los proyectos PITEC aprobados, muestran resultados que califican como “retraso” en los proyectos respecto a sus correspondientes cronogramas propuestos

y comprometidos con la regulación (con excepción de ELOR), dado que aún están en el orden del 50% de avance, tanto de SEAL como de HIDRANDINA.

- Una de las principales barreras observadas en la ejecución de los proyectos, se encuentra en la especificación técnica dentro de los procesos de adquisición, cuyo principal flanco por reforzar corresponde a la parte de comunicaciones, tanto a nivel de recursos humanos dedicados al análisis de esta problemática como de la infraestructura disponible.
- Teniendo en cuenta que las funciones de REI deberán ser gestionados por los Centros de Control u alguna oficina de TIC, las empresas por su carácter convencional del negocio no cuentan con los recursos humanos ni físicos para gestionar la información que se generará con las nuevas tecnologías, que les permita aprovechar las oportunidades y generar ventajas competitivas.

En cuanto a los aspectos observados en el proceso de regulación tarifaria se mencionan los que a criterio de este Análisis de Entorno se destacan:

- El Regulador no definió de manera específica las funciones de redes eléctricas inteligentes que serían evaluadas, de modo que las EDEs propusieron proyectos que, si bien podrían calificar en el ámbito internacional como REI, sin embargo, fueron considerados por la regulación nacional como actividades o proyectos ajenos al negocio de la distribución, como fue el caso de la GD.
- En el caso de la medición inteligente, la normativa plantea que las empresas implementen sus proyectos de SMI en un periodo de 8 años; sin embargo, el regulador solo aprobó un plan de reemplazo a nivel muestral.

Al respecto es preciso mencionar que los Términos de referencia del proceso tarifario VAD⁷ consideraba que “Todas las empresas concesionarias, deberán presentar un Plan de Adecuación y/o Cambio de los sistemas de medición actuales, por medidores o sistemas de medición inteligentes. Las empresas podrán proponer en el estudio un plan gradual de reemplazo a sistemas de medición inteligente (SMI), según las disposiciones del Artículo 163 del Reglamento de la LCE y considerando un horizonte de implementación de hasta 8 años, de conformidad con la décima disposición complementaria transitoria del DS 018-2016-EM. En ese sentido, las empresas deben presentar un plan gradual de reemplazo a SMI de ocho años, que considere en una primera etapa el desarrollo de proyectos piloto de SMI en el periodo de regulación y en una segunda etapa el reemplazo a SMI. Los proyectos y planes deben detallar los costos y sus sustentos, el mercado objetivo, el esquema del sistema de medición inteligente y su justificación.”

En ese sentido OSINERGMIN sólo aprobó proyectos a nivel muestral para que las EDE puedan probar tecnologías y prepararse para posteriormente escalar y sustituir el parque de medidores; sin embargo, la muestra aprobada ha resultado muy pequeña, en el orden del 0,7% del total de las tres EDEs.

Esta situación ha enfrentado a las empresas ante un costo fijo muy alto en la parte de software y comunicaciones, en la medida que no se han podido hacer economías de escala en la adquisición del sistema informático para la gestión de las mediciones, ni en

7. Términos de referencia del VAD - Resolución OSINERGMIN N° 225-2017-OS/CD

la parte de los sistemas de comunicaciones, además que aún no se conoce a cabalidad las prestaciones de las distintas tecnologías disponibles.

- Si bien los TdR del VAD señalan que el financiamiento de los SMI de forma total será mediante inversión de las EDE que se agregan al VAD, no es precisa la definición de la propiedad del medidor inteligente que se instalará en el punto de conexión de los clientes finales.
- Como se ha descrito en el análisis de entorno, las comunicaciones son un punto relevante para las REI, sin embargo, las señales de regulación precisan que, en cuanto a la magnitud del alcance de la transformación, las inversiones están sujetas al límite de 1% de la facturación de la EDE y al 5% del VAD de MT para sistemas de mejora de calidad de suministro.
- Dado que los proyectos son de tipo muestral, con un alto costo fijo en la parte de comunicaciones, a diferencia de un proyecto integral del sistema; la magnitud de esta componente de inversión en la REI influye en la toma de decisiones de la empresa, debiendo tomar una decisión entre la opción de tercerizar este servicio o desarrollarlo con su escala correspondiente.
- Una señal pertinente sería que el regulador precise si todas las funciones serán incluidas en el proceso del VAD o se excluyen aquellas funciones no vinculadas directamente con la distribución como la GD o los VE.

Otro de los factores que ha impactado en el desarrollo de los proyectos, como en toda la economía, ha sido el impacto del COVID-19 en los recursos humanos y en la necesidad de recurrir al teletrabajo.

En cuanto a los proyectos de REI que fueron aprobados en el proceso tarifario de VAD del año 2019 y que las empresas se encuentran en fase de implementación, en la siguiente tabla se muestra el listado de los proyectos, la inversión aprobada, la fecha de puesta en servicio y el avance reportado por las empresas.

Tabla 2.1: Resumen de Proyectos Aprobados para EDEs - Proceso Tarifario VAD 2019

EMPRESA	PROYECTO	INVERSION (USD)	PLAZO DE EJECUCION	AVANCE
SEAL	Piloto de SMI	919 672	Jun 22	0%
	Telegestión de AP	318 542	Jun 22	0%
	Trafo de Núcleo Amorfo	572 968	Dic 22	0%
HIDRANDINA	Piloto de SMI	1 662 120	Oct 22	61,54%
	Telegestión de AP	252 062	Dic 21	41,67%
	Mejora de Calidad del Sur	461 970	Nov 21	50,00%
ELECTRO ORIENTE	Piloto de SMI	974 616	Feb 21	100%
TOTAL		5 161 950		

Nota: Electro Oriente, previo al proceso VAD implementó un proyecto de telemetría en clientes mayores, el cual fue un desarrollo propio como parte de su gestión empresarial, ejecutado en 3 zonas de su concesión.

El marco conceptual bajo el cual se desarrollaron los proyectos, fueron expuestos por cada una de las EDE con la presentación de estos en el proceso del VAD, los cuales se resumen a continuación:

- Los proyectos piloto de SMI tuvieron como enfoque conocer, evaluar y seleccionar la tecnología de los medidores inteligentes y sobre todo cómo realizar el despliegue para su implementación a todo el mercado regulado que es atendido por las empresas, en el tiempo que prevé el marco normativo.
- El proyecto de Telegestión de Alumbrado público lo plantearon las empresas como parte de las eficiencias que se pueden alcanzar dada la reducción de precios de la tecnología LED aplicada para este servicio.
- La implementación de la mejora de calidad de suministro se conceptualizó como una oportunidad para las empresas en la búsqueda de optimizar y mejorar los indicadores SAIDI y SAIFI, seleccionando y priorizando este tipo de proyectos en aquellos alimentadores donde se tiene un menor perfil de calidad de suministro, sin embargo, por la baja demanda en estos alimentadores se presenta una incertidumbre en cuanto al costo-efectividad de su implementación.
- Un aspecto particular y común, tanto para los SMI como la Telegestión de alumbrado público y la MCS en MT, ha sido cómo las EDEs evalúan y seleccionan la tecnología de comunicaciones y los distintos protocolos disponibles y las capacidades que brindan cada uno, contando también con la oferta de las compañías de comunicaciones que para ello ofertan sistemas GPRS. Dado el gran despliegue requerido, se estima que el enfoque fue limitado y ha sido superado por la magnitud requerida para su implementación.
- El proyecto de transformadores de núcleo amorfo se enfocó desde un punto de vista de eficiencia energética en la distribución, dado que el perfil de demanda de los clientes se caracteriza por un bajo factor de carga, y que el sistema de distribución requiere reducir y optimizar pérdidas en transformadores donde las pérdidas porcentuales son mayores como consecuencia de demandas con bajo factor de carga.

Al respecto se observan retrasos en la implementación, con excepción de Electro Oriente que manifiesta haber completado la implementación de SMI, en tanto que Hidrandina lleva ciertos pasos completados y SEAL que está en el proceso de formulación de términos de referencia y convocatoria a los procesos de compra.

Dentro del proceso de VAD hubo proyectos que fueron desestimados por el regulador y dentro de sus principales motivaciones argumentadas ante la propuesta de los proyectos PITEC de las EDEs, que dieron origen a observaciones y fueron la causa de rechazo y no aprobación de los proyectos se mencionan las siguientes:

Tabla 2.2: Principal motivación de rechazo de los proyectos REI

PROYECTO REI DE LAS EDES	MOTIVACIÓN DEL DESISTIMIENTO EN LA APROBACIÓN
Sistemas de Medición Inteligente	No se aprobó en las cantidades propuestas por las EDEs. De un total de 19 293 se aprobó solamente 9 388 SMI.
Sistemas de Telegestión de Alumbrado público	No se aprobó en las cantidades propuestas por las EDEs. El principal aspecto consistió en que se aprobó solamente la parte de gestión y sistema de control, estimándose que las EDEs disponen de las lámparas LED.
Sistema de Mejora de Calidad de Suministro - MCS	Solamente fue aprobado para Hidrandina. En el caso de SEAL el cuestionamiento de OSINERGMIN fue por el lado de los índices de calidad de suministro.
Sistemas de Generación Distribuida en MT y BT	Fue presentado por SEAL, desestimado por el regulador bajo el criterio que corresponde a una actividad de generación, distinto a la actividad de regulación que es distribución

- **Los proyectos de Telegestión de alumbrado público:** OSINERGMIN señala que además de estar reconocido en el VAD, los costos no fueron sustentados y que no se evaluó cuantitativamente, en términos económicos, el beneficio para los usuarios.
- **Proyecto de MCS con SFV de SEAL:** Tratándose de proyectos que implican generación de energía en las redes de distribución eléctrica, no es posible considerarlo como proyecto de innovación bajo el alcance de la regulación del VAD. El Regulador consideró que el proyecto propuesto era una de las opciones del VAD en el análisis de las tecnologías adaptadas porque la calidad de servicio es lo que la empresa debe obtener con la red modelo adaptada a la demanda.
- **Proyecto de GD de SEAL:** Al tratarse de proyectos que implican generación de energía en las redes de distribución eléctrica, no es posible considerarlo como proyecto de innovación bajo el valor agregado de distribución.
- **Proyecto de MCS MT de SEAL:** El costo de la inversión y mantenimiento anual no se encuentra sustentado. Los valores base del año 2018 que propone la empresa para el SAIFI y SAIDI son distintos a los valores que informa la División de Supervisión de Electricidad - DSE del Osinergmin.
- **Proyecto de MCS MT de ELOR:** Los costos de inversión y mantenimiento se encuentran sin el debido sustento; asimismo, se siguen considerando inversiones que corresponden al año 2018 cuando ese periodo ya no está vigente.

A la luz de lo observado y revisado de la información regulatoria, además de la interacción con las EDEs, como producto de su experiencia en el despliegue en curso y como resultado de las lecciones aprendidas se han identificado las siguientes mejoras que podrían ser incorporadas en los mecanismos de promoción e incentivos para las REI.

- Las EDEs requieren del diseño de una estrategia de desarrollo de REI, para lo cual requieren de un equipo técnico que defina su visión y perspectiva de las funciones REI que requiere implementar.
- Como parte de las funciones de redes eléctricas inteligentes aplicable para las distribuidoras serían los SMI, Telegestión del AP, vehículo eléctrico y GD.
- Para la automatización de red primaria para mejora de calidad de suministro se requiere de un diagnóstico del sistema e identificación y priorización de proyectos para alcanzar a cubrir el margen de 5% del VAD en MT que prevé la regulación.
- En cuanto a la parte regulatoria, una forma de viabilizar el desarrollo de REI estaría en definir las funciones que forman parte de la distribución y cuáles deberían considerarse como actividad externa de la distribución, para lo cual se deberá establecer la normativa correspondiente.
- Desarrollo de capacidades en el personal de las distribuidoras respecto a telecomunicaciones y analítica de datos, que corresponden a las nuevas especialidades de los profesionales que estarán a cargo del desarrollo de las REI. En esta parte se definen dos áreas bastante marcadas como son los correspondientes a software y a hardware.
- Definir en términos regulatorios como se llevará a cabo la comercialización a nivel de distribución y las nuevas responsabilidades del distribuidor y del usuario final.

2.1.1 Principales Premisas para Inversión en REI

Una de las principales premisas que debieron cumplir los proyectos de las EDEs, propuestos a OSINERGMIN para su aprobación, estuvo lo relacionado a la inversión.

En ese sentido, conforme a la regulación se fijaba que el 1% de la facturación estaba asignado para proyectos de innovación tecnológica, 5% del VAD en MT se destinaba a proyectos de mejora de calidad de suministro; y para los proyectos de SMI se dejaba a criterio de las EDEs su propuesta para ser realizada a nivel muestral.

En la siguiente tabla se indican los montos referenciales correspondientes a cada EDE.

Tabla 2.3: Montos de Inversión Disponible - 1% de Facturación y 5% VAD_{MT}

EDE	FACTURACIÓN ANUAL (K USD)	VAD MT (K USD)	CLIENTES MT	CLIENTES BT
SEAL	151 461	13 071	817	425 612
ELOR	138 295	16 645	1 603	496 619
HINA	261 877	21 392	1 580	453 383
Total Muestra de Dist Cos	551 633	51 107	4 000	1 375 614
Monto Disponible	5 516	2 555		

Fuente: SICOM OSINERGMIN 2019; Tipo de cambio: 1 USD=3,5 soles.

Como se observa las empresas podían disponer de USD 5,5 millones para proyectos de innovación y 2,6 millones de USD para proyectos de mejora de calidad de suministro, es decir, un valor previsto de USD 8,1 millones.

Al respecto, dentro del proceso VAD y como se muestra en la siguiente tabla, las EDEs presentaron 13 proyectos por un total de USD 13,9 millones, propuesta que incluía tres proyectos de SMI ascendentes a 5,7 millones (41%) llegando a aprobarse USD 3,6 millones y 10 proyectos PITEC de los cuales se aprobaron cuatro.

De los 10 proyectos PITEC propuestos, con los cuales se alcanzaba un monto de inversión de USD 8,3 millones, sólo se llegó a aprobar hasta un monto de sólo USD 1,6 millones que representa el 19% del monto disponible.

En resumen, a los tres proyectos de SMI aprobados, que ascendieron a 3,6 millones de USD, se sumaron los cuatro proyectos PITEC cuyo valor fue de 1,6 millones de USD, totalizando una inversión de USD 5,2 millones que, a nivel de cada EDE, se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2.4: Inversión Propuesta en PITEC y valores Aprobados para las EDEs

EMPRESA	INVERSIÓN PROPUESTA EDEs (USD) PRESENTADOS	APROBACIÓN OSINERGMIN VAD (USD) APROBADOS	% APROBADO OSINERGMIN
ELOR	3 065 250	974 616	31,8%
HINA	4 554 576	2 376 152	52,2%
SEAL	6 311 018	1 811 182	28,7%
Total	13 930 844	5 161 950	37,1%

Fuente: VAD OSINERGMIN 2019; Tipo de cambio: 1 USD=3,5 soles.

En cuanto a los proyectos de las EDEs, se presentaron trece en total, de los cuales solo fueron aprobados seis, es decir un 46% del total de propuestas, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2.5: Proyectos Propuestos por las EDEs y Aprobación de OSINERGMIN

EMPRESA	CANTIDAD DE PROYECTOS PRESENTADOS	CANTIDAD DE PROYECTOS PRESENTADOS APROBADOS	% APROBADO OSINERGMIN
ELOR	3	1	33,3%
HINA	3	2	66,7%
SEAL	7	3	42,9%
Total	13	6	46,2%

Fuente: VAD OSINERGMIN 2019; Tipo de cambio: 1 USD=3,5 soles.

En cuanto a los proyectos de SMI, el reglamento de la LCE estableció que las EDEs debían completar la instalación de SMI en un período de 8 años, lo cual implicaría que las EDEs deberían en promedio instalar alrededor de 172 mil SMI en forma anual.

Ello contrasta con los que la regulación ha aprobado y que corresponde al 0,68% del total que deben implementar las empresas, además de destacar que OSINERGMIN aprobó menos de la mitad de lo que propusieron las empresas como proyecto piloto, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2.6: Cantidad de Usuarios para Proyectos de SMI en las EDEs

EMPRESA	CANTIDAD DE PROYECTOS PRESENTADOS	CANTIDAD DE PROYECTOS PRESENTADOS APROBADOS	% APROBADO OSINERGMIN
HINA	9 620	4 008	0,9%
SEAL	4 664	4 732	1,1%
ELOR	5 009	648	0,1%
Total	19 293	9 388	0,7%

Fuente: VAD OSINERGMIN 2019; SICOM.

Por lo descrito se tienen los siguientes comentarios:

- Las empresas distribuidoras, cuyo core business es la gestión de activos y mejora del servicio, no lograron aplicar a todo el monto que prevé la regulación.
- La postergación de los proyectos presentados implica una pérdida de inversión y de eficiencia operativa del sistema; además de una menor experiencia en la ejecución de proyectos REI que, como se ha señalado en el análisis de entorno, implican una serie de aprendizajes y posibilidades de innovación en nuevos servicios y proyectos.
- De los proyectos de MCS, habiendo presentado cada empresa un proyecto que les hubiera permitido experimentar la eficacia de la automatización de la red primaria y conocer detalles de su aplicación, sólo Hidrandina alcanzó a aprobar su proyecto.

- Dado el enfoque de optimización de los indicadores de calidad de suministro, en el próximo proceso VAD, tanto SEAL como Electro Oriente deberán reformular sus planteamientos para los proyectos de MCS, tomando la experiencia de Hidrandina y disponer del 5% del valor de VAD de MT que prevé la regulación para este tipo de proyectos.
- La sola sub-utilización de los recursos financieros previstos muestra una diferencia de visión o una deficiencia cuyos actores principales son el Regulador y las EDEs.

En cuanto a los beneficios y/o ventajas esperadas para las EDEs y para los clientes por la implementación de proyectos de REI serían los siguientes:

1. Los SMI permitirán a las EDEs, además de realizar gestión de pérdidas técnicas y no técnicas, implementar el monitoreo de la calidad de producto – tensión, calidad de suministro – interrupciones, diseño de nuevas tarifas, entre otras bondades que ofrece esta tecnología.
2. En cuanto a los beneficios de los SMI para la demanda, los clientes finales podrán hacer gestión de demanda en la medida de su disponibilidad de información y de la magnitud de sus consumos.
3. Otro proyecto común para las EDEs ha sido la implementación de Telegestión de alumbrado público cuyo beneficio cuantificable ha estado por el lado de mejora de calidad del servicio al poder monitorear el estado de encendido de las luminarias, además de ahorros potenciales por un menor consumo de energía por la regulación del flujo luminoso y el control de encendido de luminarias.
4. Los proyectos de MCS implicarán para las EDEs una mejora en la calidad de servicio, dado que la automatización de redes permitirá mejorar sus índices SAIDI y SAIFI, alcanzando a colocar un mayor volumen de energía. Del lado de la demanda el proyecto de MCS, aprobado sólo para Hidrandina, tendrá el beneficio esperado de mejorar la calidad de suministro a los clientes finales, tanto de MT como de BT.
5. En el caso de SEAL la implementación de nuevas tecnologías en transformadores de distribución permitirá alcanzar beneficios por menores pérdidas técnicas.

Asimismo, las distribuidoras presentaron otros proyectos que en el ámbito internacional califican como REI, los cuales no fueron aprobados por el regulador como es el caso de la generación distribuida, cuyos beneficios en caso de masificarse serían los siguientes.

1. Mejoraría el entorno de inversiones verdes en el sector eléctrico, directamente en la demanda, con beneficios de postergar inversiones en toda cadena de valor Generación, Transmisión y Distribución.

2. La implementación de este tipo de proyectos tendría un impacto positivo en el balance energético del país por reducción de pérdidas de energía, y en el caso de Electro Oriente permitiría una reducción de consumos de combustible diesel importado.
3. Los proyectos GD tendrían el beneficio de reducción de GEI por una mayor participación de la demanda.
4. Con la promoción de inversiones de GD se desarrollaría una función importante de las REI.
5. Reducción de niveles de pérdidas técnicas en MT y BT en las EDEs.

2.2 Propuesta de Funciones REI de SEAL

En este numeral se describen los aspectos principales de los proyectos que presentó SEAL como parte del proceso regulatorio del VAD.

Al igual que para las otras EDEs, más adelante, se revisaron los proyectos de innovación tecnológica y eficiencia energética, los proyectos piloto de reemplazo gradual a Sistemas de Medición Inteligente (SMI) y los proyectos de mejora en calidad de suministro (MCS). Dicha revisión ha sido sobre los proyectos, presentados y luego sobre la aprobación u observaciones a estos por parte de OSINERGMIN.

Como antes se describió, los proyectos aprobados se financian con los cargos adicionales al VAD, identificando sus principales características tecnológicas, económicas y financieras, así como la cuantificación de los beneficios esperados para el sistema en general y para el usuario en las tarifas eléctricas.

Para los distintos proyectos de REI, SEAL disponía de USD 1,8 millones para sus proyectos PITEC y de MCS.

En total su portafolio aprobado fue de 29%, observando que su propuesta PITEC de USD 5 millones superó el nivel dispuesto por la regulación de USD 1,15 millones.

En cuanto a la aprobación de SMI, de una propuesta total de 7 535 SMI para clientes de BT, el proyecto aprobado consideró una muestra de menor magnitud que alcanza 4732 usuarios en BT y que representa el 1,1% del total del mercado atendido por SEAL.

Por el lado de la inversión, la propuesta correspondió a un presupuesto de 5 376 miles de soles, del cual se ajustó el monto de inversión a 3 474 miles de soles.

Dicho proyecto se estará ejecutando en Arequipa en el área del SET San Lázaro usando la tecnología PLC – Carrier con un cargo de tarifa a los usuarios de 0.225 S/kW - mes.

Tabla 2.7: Sistemas de Medición Inteligente

SISTEMAS DE MEDICIÓN INTELIGENTE		
CARACTERÍSTICAS	PROYECTADO SEAL	APROBADO EN VAD
Puntos de Medición	7 535	4 732
Monto Total (S/)	5 376 000.00	3 476 360.00
Zona de Instalación	SET San Lázaro Alimentador Mercaderes Alimentador Perú Alimentador Estadio	
Tecnología	PLC - Carrier	
Cargo en tarifa (S/ kW - mes)	0.225	

Como se ha podido verificar con las cotizaciones de los proveedores de los sistemas de medición inteligente, una componente importante en los presupuestos es el Sistema de telecomunicaciones, cuyo costo medio se reduce a medida que el alcance es mayor; en ese sentido dada la muestra reducida de 4732 medidores no es posible alcanzar economías de escala en SMI, lo cual también observa en el siguiente proyecto que corresponde a los sistemas de telegestión en alumbrado público.

En ese sentido las TIC representan la principal barrera para la puesta en servicio y gestión de las distintas funciones de REI, principalmente debido a la extensión del área donde se podrían aplicar los proyectos, la incertidumbre sobre la calidad de las comunicaciones y también por el costo fijo que resulta muy alto por el tamaño reducido de las muestras, tanto de SMI como los puntos para Telegestión de alumbrado público.

En cuanto al proyecto de telegestión del alumbrado público, este consta de 1 340 puntos de medición con un monto de inversión estimado de 1 016 miles de soles. El proyecto también se ejecuta en las redes alimentadas desde la SET San Lázaro usando tecnología PLC y con un cargo de tarifa a los usuarios de 0.405 S/ kW – mes.

Tabla 2.8: Sistemas de telegestión del AP

SISTEMAS DE TELEGESTIÓN DEL ALUMBRADO PÚBLICO	
CARACTERÍSTICAS	
Puntos de Medición	1 340
Monto Total (S/)	1 016 868.00
Zona de Instalación	SET San Lázaro Alimentador Mercaderes Alimentador Perú Alimentador Estadio Alimentador Sucre Alimentador La Marina
Tecnología	PLC - Communication o RF
Cargo en tarifa (S/ kW - mes)	0.405

En cuanto al proyecto de transformadores de núcleo amorfo para mejora de la eficiencia energética en la distribución y de la calidad del servicio, este consta de 79 subestaciones con un monto de inversión estimado de 627 miles de soles. El proyecto se encuentra en subestaciones de la SET San Lázaro con un un cargo de tarifa a los usuarios de 0.405 (S/ kW – mes).

Tabla 2.9: Transformadores de Núcleo Amorfo

TRANSFORMADORES DE NÚCLEO AMORFO	
CARACTERÍSTICAS	
Puntos de Medición	79
Monto Total (S/)	627 816.00
Zona de Instalación	SET San Lázaro Alimentador Mercaderes Alimentador Perú Alimentador Estadio
Tecnología	Transformadores de Núcleo Amorfo
Cargo en tarifa (S/ kW - mes)	0.405

2.3 Propuesta de Funciones REI de Hidrandina S.A.

En los siguientes puntos se describen los aspectos principales de los proyectos que presentó Hidrandina para el proceso VAD, dentro del cual por el porcentaje de facturación y el VAD MT alcanzaba a disponer de USD 2,4 millones como monto disponible a ser aprobado para sus proyectos SMI y PITEC. Con el portafolio de proyectos aprobados para HIDRANDINA se alcanzó el 52% respecto a su propuesta.

En cuanto al proyecto de piloto de sistema de medición inteligente, este consta de 14 324 puntos de control, con un monto de inversión estimado de 5 634 miles de dólares, con la expectativa de HIDRANDINA de implementarlo en distintas zonas de instalación para centrales hidroeléctricas, SETs, clientes mayores y clientes domiciliarios, denominando a sus proyectos AMI 1A, AMI 1B y AMI 2.

El proyecto AMI 2 es el que incluye a los medidores cuyo costo de inversión se trasladan a la tarifa de distribución como parte de la aprobación VAD.

El total de puntos SMI corresponden a proyectos desarrollados por iniciativa propia de Hidrandina, de igual forma que incluye a los 4008 medidores aprobados como parte del VAD.

Tabla 2.10: Sistemas de Medición Inteligente

SISTEMA DE MEDICIÓN INTELIGENTE				
ITEMS	AMI 1A	AMI 1B	AMI 2	TOTAL
Puntos de control (unidades)	318	3 356	10 650	14 324
Inversión (miles S/.)	4.33	8.66	6.73	19.72
Zona de instalación	Puntos compra SETs CHs	SEDs Clientes Mayores	Clientes Domiciliarios	
Tecnología	GPRS, LAN	GPRS	RF/PLC-PRIME	
Cargo (S/Kw-mes)			0.218	

Al igual que para las otras EDEs, la principal falencia indicada por la empresa está en la ausencia de aprovechar economías de escala en SMI y en TG AP. No obstante, conforme a lo manifestado por la gerencia de proyectos, la implementación de sus proyectos se realizará con sistema de comunicaciones que aplican la tecnología del tipo GPRS, LAN y RF/PLC – PRIME y con un cargo de 0.218 S/ kW – mes.

El segundo proyecto aprobado para Hidrandina corresponde a la telegestión del alumbrado público, el cual consta de 965 puntos de control, con un monto de inversión estimado de 461 miles de dólares. El proyecto se desarrollará en el Centro Histórico de Trujillo, usando tecnología de comunicaciones del tipo Híbrida de RF – RPMA y con un cargo de 187,73 miles de soles por año, conforme se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2.11: Telegestión del AP

TELEGESTIÓN DE AP	
Puntos de control (unidades)	965
Inversión (miles S/.)	1 616.90
Zona de instalación	Centro Histórico
Tecnología	Híbrido de RF- RPMA
Cargo (miles S./año)	178.73

Finalmente, el tercer proyecto aprobado corresponde a la mejora de calidad del suministro, para lo cual se plantea instalar de 94 reconectores, 21 sensores de falla y 9 seccionalizadores.

Para todo este equipamiento y su correspondiente instalación se ha asignado un monto de inversión estimado en 1 660 miles de dólares, el mismo que se desarrollará en los departamentos de La Libertad, Huaraz, Cajamarca y Chimbote, usando tecnología GPRS y con un cargo de 561,55 miles de soles por año, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 2.12: Mejora de calidad del suministro

Mejora de Calidad de Suministro	
Puntos de control (unidades)	94 Reconectores 21 Sensores de Falla 09 Seccionalizadores
Inversión (miles S/.)	5.81
Zona de instalación	La Libertad Huaraz Cajamarca Chimbote
Tecnología	GPRS
Cargo (miles S./año)	561.55

2.4 Propuesta de Funciones REI de ELECTRO ORIENTE S.A.

En los siguientes puntos se describen los aspectos principales de la propuesta de proyectos que presentó Electro Oriente.

Al respecto ELOR alcanzó a aprobar como parte de su proyecto REI un estimado de USD 0,97 millones que corresponde solamente a la instalación de SMI para una muestra de clientes de BT. Dicho monto aprobado para SMI representó el 62% del monto propuesto que alcanzaba un valor de USD 1,6 millones y preveía atender a 5009 usuarios.

Finalmente, como parte del proceso de aprobación la muestra de usuarios para instalar SMI sólo alcanza un total de 648 usuarios de BT, una muestra muy pequeña que al igual que en los casos evaluados de las otras empresas, tampoco permite conseguir costos razonables en los proyectos, dado el alto costo fijo que representa el software de gestión y el sistema de telecomunicaciones.

En cuanto a la implementación del proyecto de SMI, las TIC representan la principal barrera en la gestión de las distintas funciones de REI.

De otro lado, la gerencia de Electro Oriente manifiesta que con sus propios recursos financió un proyecto piloto de sistema de medición inteligente, que constó de 90 puntos de control, con un monto de inversión estimado de 32 396 soles.

Dicho proyecto se desarrollará en el Distrito de Punchana, usando tecnología RF de corto alcance.

Tabla 2.13: Mejora de calidad del suministro

Mejora de Calidad de Suministro	
Puntos de control (unidades)	90
Inversión (miles S/.)	S/. 32,396.90
Zona de instalación	Distrito de Punchana
Tecnología	RF Corto alcance

En cuanto a este segundo proyecto de servicio de telemetría de clientes mayores, el cual, y como antes se indicó, no formó parte de la regulación de VAD, siendo desarrollo propio de Electro Oriente como parte de su gestión empresarial, lo ejecutarán en 3 zonas.

- San Martín, con 185 puntos de control y una inversión estimada de 229 miles de soles usando tecnología 3G.
- Iquitos, con 100 puntos de control y una inversión estimada de 98 miles de soles usando tecnología 3G.
- Chachapoyas, con 50 puntos de control y una inversión estimada de 32 miles de soles usando tecnología 3G.

Tabla 2.14: Servicio de telemetría de clientes mayores

SERVICIO DE TELEMETRÍA DE CLIENTES MAYORES			
Puntos de control (unidades)	185	100	50
Inversión (miles S/.)	S/. 229,000.00	S/. 98,999.00	S/. 32,235.91
Zona de instalación	San Martin	IQUITOS	Chachapoyas
Tecnología	3G	3G	3G

2.5 KPI reportados por la EDEs – Talleres de Trabajo

Como parte de los Talleres de Coordinación con las EDEs, cada una de la Gerencias de Hidrandina, SEAL y ELOR presentaron una descripción de sus Key Performance Indicators – KPI, así como de sus avances en los proyectos REI, lo cual se escribe a continuación.

2.5.1 KPI de Sistemas de Medición Inteligente – Pérdidas de Energía

En cuanto a los resultados comerciales de venta de energía, en las siguientes tablas se muestran los balances y pérdidas de energía, demanda, facturación y clientes para los años 2019 y 2020.

SEAL

A. Balance y Pérdidas de Energía en los sistemas de distribución MT y BT

Tabla 2.15: Balance y pérdidas de energía

SISTEMA ELÉCTRICO	AÑO 2020							
	MÁXIMA DEMANDA TOTAL [MW]	INGRESO ANUAL A MT [MWH]	PERDIDAS DE DISTRIBUCIÓN MT [MWH]	INGRESO ANUAL A BT [MWH]	PERDIDAS DE DISTRIBUCIÓN BT [MWH]	PÉRDIDAS COMERCIALES	% PÉRDIDAS REALES	% PÉRDIDAS RECONOCIDAS
AREQUIPA	137.65	140,534.9	10,873.3	597,667.3	46,242.2	57,115.5	7.74%	
ISLAY	11.97	16,729.8	1,269.3	31,949.4	2,423.9	3,693.2	7.59%	
CAMANÁ	10.24	7,068.7	652.0	25,618.3	2,363.1	3,015.1	9.22%	
OCOÑA	4.20	2,148.1	609.4	7,874.4	2,234.0	2,843.4	28.37%	
ATICO	0.60	111.9	8.7	2,674.4	207.4	216.1	7.76%	
BELLA UNIÓN	11.89	50,868.9	3,298.7	11,618.0	753.4	4,052.1	6.48%	
CARAVELÍ	0.50	66.5	4.4	1,622.6	106.6	111.0	6.57%	
VALLE DE MAJES	2.25	1,971.4	248.0	8,392.0	1,055.9	1,303.9	12.58%	7.60%
COTAHUASI	0.88	82.2	13.9	2,525.6	426.6	440.5	16.89%	
CHUQUIBAMBA	2.59	10,427.1	1,056.6	3,523.3	357.0	1,413.6	10.13%	
ORCOPAMPA	1.15	110.5	31.3	1,914.7	543.0	574.3	28.36%	
REPARTICIÓN	12.09	42,124.7	1,555.2	16,288.5	601.4	2,156.6	3.69%	
MAJES	8.48	15,654.5	1,519.6	32,304.9	3,135.8	4,655.4	9.71%	
COLCA	2.24	6,867.0	556.0	4,595.9	372.1	928.1	8.10%	
HUANCA	0.07	-	-	228.3	39.9	39.9	17.48%	
TOTAL ANUAL	186.68	294,766.0	21,696.4	748,797.5	60,862.2	82,558.5	7.91%	7.60%

Fuente: SEAL Taller de Trabajo - Proyecto GIZ Distribución 4.0.

Con relación al indicador de pérdidas de SEAL, conforme al ejercicio del año 2020, se alcanzó un total de 60,9 GWh en BT, 21,7 en MT y en total alcanza a 82,6 GWh que a un costo de compra de 50 USD/MWhn representa una pérdida económica de 4,1 millones de USD.

Resalta en el indicador que la pérdida de 7,9% es mayor a las pérdidas reconocidas por el esquema tarifario, siendo que este debe ser un tema a tener en cuenta en la gestión de la empresa.

Al respecto, uno de los proyectos de SEAL corresponde a la instalación de transformadores de núcleo amorfo, experiencia que puede ser aprovechada a efectos de verificar si una política de reemplazo y cambio de tecnología podría revertir ese nivel de pérdidas, donde precisamente uno de los componentes es la pérdida en transformadores.

B. Cantidad de Suministros y Tipos de Medidores de energía en clientes

Tabla 2.16: Cantidad de suministros

SISTEMA ELÉCTRICO	AÑO 2019							AÑO 2020						
	SUMINISTROS EN MT	MEDIDORES ELÉCTRONICOS 3F	SUMINISTROS EN BT	MEDIDORES ELECTRO-MECÁNICOS 3F	MEDIDORES ELECTRO-MECÁNICOS 1F	MEDIDORES ELECTRONICOS 3F	MEDIDORES ELECTRONICOS 1F	SUMINISTROS EN MT	MEDIDORES ELÉCTRONICOS 3F	SUMINISTROS EN BT	MEDIDORES ELECTRO-MECÁNICOS 3F	MEDIDORES ELECTRO-MECÁNICOS 1F	MEDIDORES ELECTRONICOS 3F	MEDIDORES ELECTRONICOS 1F
AREQUIPA	454	454	321,696	362	35,932	11,877	273,525	450	450	327,297	338	34,056	12,239	280,664
Atico	4	4	1,438		2	28	1,408	4	4	1,451			32	1,419
Bella Unión-Chala	71	71	7,947	1	61	450	7,435	67	67	8,203	1	59	478	7,665
Camaná	54	54	19,305	1	150	460	18,694	53	53	19,569		147	466	18,956
Caravelí	2	2	1,209		11	25	1,173	2	2	1,220		10	25	1,185
Chuquibamb	9	9	5,251	4	355	46	4,846	9	9	5,291	4	349	47	4,891
Cotahuasi	5	5	3,962		18	30	3,914	5	5	3,992		18	30	3,944
Huanca			387	1		2	384			395	1		3	391
Islay	65	65	20,697	11	508	793	19,385	63	63	20,955	10	460	823	19,662
Majes-Sihuas	43	43	17,437	8	84	807	16,538	45	45	17,570	6	83	821	16,660
Ocoña	13	13	1,248		4	23	1,221	14	14	1,250		4	23	1,223
Orcopampa	3	3	2,273	1	8	46	2,218	3	3	2,268	1	7	46	2,214
Repartición-La Can	59	59	11,495	1	86	480	10,928	61	61	11,578	1	82	497	10,998
SER Acari-Chala			84		1	6	77			86		1	7	78
SER Arcata			93				93			94			1	93
SER Caraveli			3,323		13	33	3,277			3,339		13	34	3,292
SER Chuquibamb			1,128		6		1,122			1,136		6	5	1,125
SER Colca	8	8	1,848		6	3	1,839	8	8	1,906		6	3	1,897
SER Coracora I-II	1	1						1	1					
SER Cotahuasi			1,023		2		1,021			1,027		2		1,025
SER Huanca			111				111			111				111
SER La Barrera			199				199			199				199
Valle de Majes	27	27	6,631		167	165	6,299	27	27	6,641		148	164	6,329
Valle del Colca	21	21	6,265		26	141	6,098	21	21	6,307		25	144	6,138
TOTAL ANUAL	839	839	435,050	390	37,440	15,415	381,805	833	833	441,885	362	35,476	15,888	90,159

Fuente: SEAL Taller de Trabajo - Proyecto GIZ Distribución 4.0.

La información de la cantidad de 441 mil suministros en SEAL y su dispersión en 24 sistemas eléctricos, de los cuales sólo Arequipa representa un sistema donde se podrán alcanzar economías de escala, tanto en SMI como en TG de AP, permite validar que los ocho años que prevé la regulación para llevar a cabo el proceso de instalación de SMI en todos los usuarios de la concesión refleja el gran desafío frente a su implementación.

En ese sentido, será muy importante para la empresa poder valorar y contar con una asistencia técnica apropiada en particular en la selección de la tecnología de comunicación que sería mas idónea para sistemas con poca dispersión como podría se Arequipa, y para aquellos sistemas donde la dispersión es alta como son los SER del interior del departamento.

C. Nivel de morosidad

Figura 2.2: Facturación Cobranza en SEAL - Mayo 2020



Fuente: SEAL Taller de Trabajo – Proyecto GIZ Distribución 4.0.

En cuanto al nivel de morosidad, se observa que en los meses del 2021 se han reducido a niveles de 8%, lo cual es un indicador favorable lo cual se podría reforzar y desarrollar una comparación entre la medición convencional y los SMI que se pretende implementar en la zona de Arequipa.

D. Cortes y reconexiones en baja tensión

Tabla 2.17: Cortes y reconexiones

SISTEMA ELÉCTRICO	AÑO 2019			AÑO 2020		
	CORTES PROGRAMADOS	CORTES EJECUTADOS	RECONEXIONES EJECUTADAS	CORTES PROGRAMADOS	CORTES EJECUTADOS	RECONEXIONES EJECUTADAS
Arcata	253	0	0	85	0	0
Arequipa	217360	169167	146935	45241	34052	32205
Atico	2446	252	240	414	0	19
Bella Unión-Chala	17105	2789	2194	3126	703	669
Camaná	22450	14408	10409	3628	2461	2616
Caravelí	1835	24	21	321	0	1
Caylloma	724	0	0	104	0	0
Chuquibamba	7189	302	225	2056	231	198
Cotahuasi	5114	690	512	1525	284	251
Huanca	709	0	0	174	0	0
Islay	24888	12528	9700	3582	1873	2010
Majes-Sihuas	21799	14881	11498	5751	3872	3570
Ocoña	9356	993	749	1686	1	6
Orcopampa	3281	522	411	944	518	409
Repartición-La Cano	15501	7699	6569	3790	1371	1348
Valle de Majes	7278	4123	3265	2003	1472	1339
Valle del Colca	7878	3285	2453	1354	684	777
TOTAL	365166	231663	195181	75784	47522	45418

Fuente: SEAL Taller de Trabajo – Proyecto GIZ Distribución 4.0.

En cuanto a las desconexiones, de 47 mil programada y 45 mil reconexiones, estos valores representan un referente para medir el nivel de economías que se pueden alcanzar en los usuarios finales y también en la gestión de SEAL para aquellas condiciones cuando se disponga de los SMI.

En ese sentido es pertinente mencionar que SEAL, ad portas de la implementación de los SMI, aun cuando este se dé en una muestra, deba desarrollar aplicaciones informáticas a nivel de su gerencia comercial a efectos de establecer métricas de evaluación de los beneficios que se puedan conseguir como producto de hacer conexiones y reconexiones remotas.

Hidrandina S.A.

La información presentada por Hidrandina se muestra a continuación aplicándose los mismos criterios y conclusiones que antes para SEAL, es decir la cantidad de clientes y las muestras de SMI que son muy pequeñas y no permiten alcanzar economías de escala entre otros.

A. Balance y Pérdidas de Energía en los sistemas de distribución MT y BT (unidades: Energía)

Tabla 2.18: Balance y pérdidas de energía

SISTEMA ELÉCTRICO	AÑO 2021							
	MÁXIMA DEMANDA TOTAL [MW]	INGRESO ANUAL A MT [MWH]	PERDIDAS DE DISTRIBUCIÓN MT [MWH]	INGRESO ANUAL A BT [MWH]	PERDIDAS DE DISTRIBUCIÓN BT [MWH]	PÉRDIDAS COMERCIALES	% PÉRDIDAS REALES	% PÉRDIDAS RECONOCIDAS
Sistema Eléctrico Trujillo	150.30	799,820	32,041	675,261	124,944	66,051	11.93%	5.57%
	150.30	799,820	32,041	675,261	124,944	66,051	11.93%	5.57%

Fuente: Hidrandina - Taller de Trabajo – Proyecto GIZ Distribución 4.0.

B. Cantidad de Suministros y Tipos de Medidores de energía en clientes.

Tabla 2.19: Cantidad de suministros

SISTEMA ELÉCTRICO	AÑO 2021							
	SUMINISTROS EN MT	MEDIDORES ELECTRÓNICOS 3F	MEDIDORES ELECTRÓNICOS 1F	SUMINISTROS EN BT	MEDIDORES ELECTRO-MECÁNICOS 3F	MEDIDORES ELECTRO-MECÁNICOS 1F	MEDIDORES ELECTRÓNICOS 3F	MEDIDORES ELECTRÓNICOS 1F
Sistema Eléctrico Trujillo	809	809	0	275,337	4,307	88,220	9,107	154,941
Total semestral	809	809.00		275,337	4,307.40		9,107.13	154,941.05

Fuente: Hidrandina - Taller de Trabajo – Proyecto GIZ Distribución 4.0.

C. Nivel de morosidad de clientes media y baja tensión

Tabla 2.20: Nivel de morosidad

SISTEMA ELÉCTRICO	AÑO 2021			
	FACTURACIÓN EN MT	MOROSIDAD EN MT	FACTURACIÓN EN BT	MOROSIDAD EN BT
Sistema Eléctrico Trujillo	194,047.18	2.45%	842,419.07	4.03%
Total semestral	194,047.18	2.45%	842,419.07	4.03%

Fuente: Hidrandina - Taller de Trabajo – Proyecto GIZ Distribución 4.0.

En cuanto al nivel de morosidad, al 2021 Hidrandina presenta niveles muy inferiores a los de SEAL, en el orden de 4%, sin embargo, esto se da en su principal sistema que es Trujillo, donde se implementará la muestra de los SMI.

Electro Oriente

Igualmente, Electro Oriente también presentó información de sus distintos sistemas eléctricos, observándose que cuenta con 22 sistemas eléctricos, de los cuales el mayor corresponde al sistema de Iquitos, es decir donde se ubica la mayor cantidad de clientes y resultando que la muestra de SMI es muy pequeña tampoco permitiendo alcanzar economías de escala.

A. Balance y Pérdidas de Energía en los sistemas de distribución MT y BT (unidades: Energía)

Tabla 2.21: Balance y pérdidas de energía

SISTEMA ELÉCTRICO	AÑO 2021							
	MÁXIMA DEMANDA TOTAL [MW]	INGRESO ANUAL A MT [MWH]	PERDIDAS DE DISTRIBUCIÓN MT [MWH]	INGRESO ANUAL MT + BT [MWH]	RECUPERO ENERGÍA	PÉRDIDAS COMERCIALES	% PÉRDIDAS REALES	% PÉRDIDAS RECONOCIDAS
Iquitos	59.39	315 204	29 441	285 077	686		9.34	
Nauta	1.41	6 963	990	5 970	3		14.21	
Requena	1.42	7 350	943	6 403	5		12.83	
Contamana	1.29	6 578	997	5 581	-		15.16	
Orellana	0.30	974	128	846	-		13.11	
Indiana	0.43	1 970	255	2 225	-		-12.96	
Tamshiyacu	0.31	1 406	198	1 208	-		14.09	
GranPeru	0.01	12	1	11	-		5.03	
Caballococha (Urbano + Rural)	1.02	5 225	583	4 642	-		11.16	
San Pablo de Mayoruna	0.30	744	90	654	-		12.13	
San Francisco	0.22	260	50	210			19.07	
Isla Santa Rosa	0.15	724	72	652	-		9.99	
Islandia	0.17	511	79	432	-		15.40	
El Estrecho	0.29	918	202	716	-		21.96	
Tarapoto	28.33	140 752	12 059	128 396	297		8.57	
Moyobamba	21.58	80 367	10 395	69 972	-		12.93	
Bellavista	20.12	84 650	8 319	76 271	60		9.83	
Yurimaguas	9.21	42 974	5 310	37 621	43		12.36	
Lagunas	0.43	1 293	143	1 150	-		11.04	
San Lorenzo	0.89	838	74	764	-		8.80	
Jaen	29.58	137 345	18 793	118 298	254		13.68	
Chachapoyas	8.51	35 562	3 277	32 247	38		9.22	
Total semestral	185.35	872 618.83	91 886.38	779 347.47	1 384.99		10.53	

Fuente: Electro Oriente - Taller de Trabajo - Proyecto GIZ Distribución 4.0.

A. Cantidad de Suministros y Tipos de Medidores de energía en clientes.

No presentó ningún indicador

B. Nivel de Morosidad en Clientes: La empresa no reportó esta información.

2.5.2 KPI de Telegestión de Alumbrado Público

En cuanto a los resultados comerciales del alumbrado público, en las siguientes tablas se muestran la demanda, facturación y clientes.

Al igual que en los proyectos de SMI, para la implementación de proyectos de Telegestión de alumbrado público, se observa que las empresas sólo podrán implementar sus proyectos piloto en uno de sus diversos sistemas eléctricos.

En este caso, se aprobaron proyectos sólo para Hidrandina y SEAL también resultando que el tamaño de la muestra para implementar sistemas de telegestión es relativamente pequeña tampoco permitiendo alcanzar economías de escala.

SEAL

A. Parque del Alumbrado Público

Tabla 2.22: Parque del alumbrado público

SISTEMA ELÉCTRICO	AÑO 2020															
	SODIO					MERCURIO			HALOGENURO				MIXTA		OTROS	LED
	50W	70W	150W	250W	400W	80W	125W	250W	70W	150W	250W	400W	160W	250W		
Arequipa	1116	85275	11481	2339	20	0	0	0	6	7	10	21	0	0	374	6765
Islay	299	8167	429	23	5	0	0	0	0	0	0	15	0	0	66	143
Camaná	682	6410	364	6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	202
Ocoña	638	772	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	132
Caravelí	40	359	48	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
Atico	36	348	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	159
Bella Unión-Chala	343	2846	189	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	142
Chuquibamba	477	1677	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22
Cotahuasi	344	1674	12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	45
Valle de Majes	59	2232	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	121
Orcopampa	61	471	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	19
Arcata	0	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Repartición-La Cano	398	3531	22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1629
Huanca	44	190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Majes-Sihuas	178	6251	160	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20
Valle del Colca	554	2286	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Caylloma	60	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	5329	122566	12727	2378	25	0	0	0	6	7	10	38	0	0	440	9404

Fuente: Electro Oriente - Taller de Trabajo - Proyecto GIZ Distribución 4.0.

B. Cantidad de Suministros AP

Tabla 2.23: Cantidad de suministros AP

SISTEMA ELÉCTRICO	AÑO 2020			
	CANTIDAD DE CLIENTES	CANTIDAD "SE" DE "AP"	CONSUMO DE ENERGÍA DE "AP" kWh	FACTURACIÓN POR "AP" SOLES
AREQUIPA	328,399	3,075	43,497,699.9	26,395,383.9
ISLAY	21,089	254	3,124,695.7	1,461,920.5
CAMANÁ	19,649	228	2,837,026.9	1,136,881.6
OCOÑA	4,604	68	439,743.6	302,736.4
ATICO	1,458	17	182,049.4	110,599.0
BELLA UNIÓN	8,364	121	1,279,102.2	777,600.5
CARAVELÍ	1,222	14	169,231.6	68,230.6
VALLE DE MAJES	6,668	135	798,892.8	363,233.2
COTAHUASI	5,024	101	701,116.6	86,080.5
CHUQUIBAMBA	6,636	165	684,646.2	176,345.2
ORCOPAMPA	2,271	23	131,318.5	63,191.4
REPARTICIÓN	11,639	236	1,356,784.3	982,934.3
MAJES	17,623	307	2,358,519.4	1,304,870.6
COLCA	8,338	107	996,256.2	224,928.9
HUANCA	506	14	72,246.2	7,422.9
TOTAL ANUAL	443,490	4,865	58,629,329.5	33,462,359.4

Fuente: SEAL - Taller de Trabajo - Proyecto GIZ Distribución 4.0.

En contraste con el proyecto aprobado para Telegestión del alumbrado público, sólo se llega a cubrir a una muestra de lámparas que no llega al 2% del total de 443,5 miles que es el parque de alumbrado de SEAL.

Hidrandina

A. Parque del Alumbrado Público

Tabla 2.24: Parque del alumbrado público

SISTEMA ELÉCTRICO	AÑO 2020								AÑO 2021							
	LED 50/55W	LED 78W	LED 90/100W	LED 108W	LED 140/150W	LED 142W	LED 190/200W	LED 213 W	LED 50/55W	LED 78W	LED 90/100W	LED 108W	LED 140/150W	LED 142W	LED 190/200W	LED 213 W
Sistema Eléctrico Trujillo	0	587.00	0	18.00	0	335.00	0	269.00	0	587.00	0	18.00	0	335.00	0	269.00
TOTAL ANUAL	0	587	0	18	0	335	0	269	0	587	0	18	0	335	0	269

Fuente: Hidrandina - Taller de Trabajo - Proyecto GIZ Distribución 4.0.

B. Cantidad de Suministros AP

Tabla 2.25: Cantidad de suministros AP

SISTEMA ELÉCTRICO	AÑO 2019			AÑO 2020			AÑO 2021 ENERO / ABRIL 2021		
	CANTIDAD DE SUMINISTROS	ENERGÍA FACTURADA kWh	FACTURACIÓN POR "AP" SOLES	CANTIDAD DE SUMINISTROS	ENERGÍA FACTURADA kWh	FACTURACIÓN POR AP SOLES	CANTIDAD DE SUMINISTROS	ENERGÍA FACTURADA kWh	FACTURADA kWh FACTURACIÓN POR "AP" SOLES
Sistema Eléctrico Trujillo	248,342	29,528	24,724,907	254,064	29,384	25,129,915	257,392	29,401	8,785,646
TOTAL ANUAL	248,342	29,528	24,724,907	254,064	29,384	25,129,915	257,392	29,401	8,785,646

Fuente: Hidrandina - Taller de Trabajo - Proyecto GIZ Distribución 4.0.

Electro Oriente

A. Parque de Alumbrado Público

Tabla 2.26: Parque del alumbrado público

SISTEMA ELÉCTRICO	AÑO 2019													TOTAL GENERAL	
	FAROLA CON LAMPARA DE 150 W VAPOR DE SODIO	FAROLA CON LAMPARA DE 70 W VAPOR	LUMINARI A CON LAMPARA DE 100 W LED	LUMINARI A CON LAMPARA DE 125 W VAPOR DE Hg	LUMINARI A CON LAMPARA DE 150 W LED	LUMINARI A CON LAMPARA DE 150 W VAPOR DE SODIO	LUMINARI A CON LAMPARA DE 250 W VAPOR DE SODIO	LUMINARI A CON LAMPARA DE 50W VAPOR DE SODIO	LUMINARI A CON LAMPARA DE 60 W LED	LUMINARI A CON LAMPARA DE 70W VAPOR DE SODIO	LUMINARI A CON LAMPARA DE 80 W VAPOR DE Hg	REFLECTOR CON LAMPARA DE 150 W VAPOR DE SODIO	REFLECTOR CON LAMPARA DE 70 W VAPOR DE SODIO		
Electro Oriente															
TOTAL	15	40	665	22	131	5 473	4	34 904	7	49 094	2 282	3	9	92 649	

Fuente: Electro Oriente - Taller de Trabajo - Proyecto GIZ Distribución 4.0.

B. Cantidad de Suministros AP

Tabla 2.27: Cantidad de suministros AP

SISTEMA ELÉCTRICO	AÑO 2017			AÑO 2018			AÑO 2019			AÑO 2020		
	CANTIDAD DE SUMINISTROS /1	ENERGÍA FACTURADA kWh	FACTURACIÓN POR "AP" SOLES	CANTIDAD DE SUMINISTROS	ENERGÍA FACTURADA kWh	FACTURACIÓN POR "AP" SOLES	CANTIDAD DE SUMINISTROS	ENERGÍA FACTURADA kWh	FACTURACIÓN POR "AP" SOLES	CANTIDAD DE SUMINISTROS	ENERGÍA FACTURADA kWh	FACTURACIÓN POR "AP" SOLES
Electro Oriente												
TOTAL ANUAL	85 676	35 884 742	21 483 359	88 881	37 090 232	23 242 467	92 649	38 203 864	25 327 987	97 003	38 836 608	26 044 565

Fuente: Electro Oriente - Taller de Trabajo - Proyecto GIZ Distribución 4.0.

2.5.3 KPI de Mejora de Calidad de Suministro

En cuanto a los resultados comerciales de la calidad del suministro, en las siguientes tablas se muestran la demanda, facturación y clientes.

SEAL

A. Información estadística de calidad de servicio

La empresa de distribución no presentó los indicadores para este apartado.

B. Infraestructura de Equipos de Maniobras en MT

Tabla 2.28: Infraestructura de equipos de maniobra MT

SISTEMA ELÉCTRICO	AÑO 2020					
	Cantidad de Alimentadores MT	Interruptores de Alimentador MT	Interruptores de Seccionamiento	Seccionadores bajo Carga	Puntos con Fusibles MT	Otros
AREQUIPA	90.00	90.00	16.00	184.00	187.00	41.00
ISLAY	16.00	16.00	5.00	36.00	52.00	2.00
CAMANÁ	5.00	5.00	5.00	38.00	42.00	4.00
ATICO	2.00	2.00	2.00	3.00	1.00	1.00
ORCOPAMPA	1.00	1.00	10.00		13.00	1.00
TOTAL ANUAL	114.00	114.00	38.00	261.00	295.00	49.00

Fuente: SEAL - Taller de Trabajo - Proyecto GIZ Distribución 4.0.

En este caso, SEAL con la cantidad de alimentadores y habiendo presentado su proyecto de MCS en MT para automatizar parte de la red, para el siguiente proceso regulatorio debería generar data y poder disponer del monto de 5% del VAD que la regulación prevé para este tipo de proyectos.

C. Compensaciones de Calidad de Suministro

La empresa de distribución no presentó los indicadores para este apartado.

Hidrandina

A. Información estadística de calidad de servicio

Tabla 2.29: Calidad de servicio.

SISTEMA ELÉCTRICO	AÑO 2019					AÑO 2020					AÑO 2021		
	CANTIDAD DE ALIMENTADORES MT	LONGITUD DE RED PRIMARIA KM	TOTAL DE INTERRUPTORES - IS	TOTAL DURACIÓN DE INTERRUPTORES - IS	TOTAL DE INTERRUPTORES - IS	LONGITUD DE RED PRIMARIA KM	TOTAL DE INTERRUPTORES - IS	TOTAL DURACIÓN DE INTERRUPTORES - IS	TOTAL DE INTERRUPTORES - IS	TOTAL DURACIÓN DE INTERRUPTORES - IS	LONGITUD DE RED PRIMARIA KM	TOTAL DE INTERRUPTORES - IS	TOTAL DURACIÓN DE INTERRUPTORES - IS
Cajabamba	1	234	6	0.15	2.00	1.19	234	0.00	0	0.08	234	3	0.16
Cajamarca (Cajabamba, Chilate, San Marcos, Huamachuco)	2	421	9	0.34	3.00	0.56	421	5.00	1	0.21	421	1	0.03
Cajamarca Rural	1	246	3	0.17	3.00	0.05	246	2.00	2	1.57	246	4	3.79
Caraz-Carhuaz-Huaraz	6	663	32	14.56	34.00	40.06	663	25.00	14	22.41	663	29	19.84
Casma	1	20	1	0.28	0.00	0.00	20	1.00	0	0.21	20	1	0.02
Casma Rural (Buenavista, Quillo, Yaulan, Patiscoto)	1	329	6	2.01	4.00	0.42	329	5.00	1	4.95	329	5	0.21
Celendín	2	565	13	5.73	5.00	4.37	565	4.00	0	1.09	565	0	0.00
Chimbote (Santa, Nepeña, San Jacinto, Casma)	10	291	36	20.14	22.00	6.86	291	28.00	7	26.40	291	37	14.66
Chiquitan	2	185	2	0.58	1.00	1.78	185	0.00	0	11.40	185	2	0.09
Guadalupe (Chepén, Pascasmayo)	4	286	3	0.70	2.00	2.94	286	1.00	0	0.00	286	0	0.00
Guadalupe Rural	1	84	3	3.94	0.00	0.00	84	0.00	0	0.00	84	0	0.00
Huallanca	1	112	1	7.00	1.00	5.85	112	0.00	0	6.95	112	3	1.21
Huamachuco	1	340	0	0.00	0.00	0.00	340	1.00	1	0.00	340	4	1.73
Huari	1	350	0	0.00	1.00	0.04	350	2.00	8	0.47	350	4	17.80
Nepaña	1	53	3	6.33	3.00	0.59	53	3.00	0	0.13	53	3	1.16
Paján Malabrigo	1	15	1	0.78	0.00	0.00	15	0.00	0	0.00	15	3	4.85
Pallasca	1	118	3	0.44	2.00	0.09	118	7.00	3	7.14	118	3	0.11
Pomabamba	1	287	12	42.10	3.00	5.98	287	5.00	1	3.61	287	5	3.52
Tayabamba	3	782	9	2.22	5.00	4.92	782	10.00	3	9.57	782	6	2.35
Trujillo	15	476	25	13.48	32.00	20.92	476	19.00	2	21.19	476	27	16.40
Trujillo Baja Densidad	2	143	3	8.31	1.00	0.82	143	1.00	1	0.00	143	1	2.87
Vrú	1	66	3	1.01	3.00	0.58	66	3.00	11	0.35	66	2	3.42
TOTAL SEMESTRAL	59	6,065	173	130.29	127.00	98.00	6,064.70	122.00	55	117.74	6,065	143	94.21

Fuente: Hidrandina - Taller de Trabajo - Proyecto GIZ Distribución 4.0.

Fuente: Hidrandina - Taller de Trabajo - Proyecto GIZ Distribución 4.0.

B. Infraestructura de Equipos de Maniobras en MT

Tabla 2.28: Infraestructura de equipos de maniobra MT

SISTEMA ELÉCTRICO	AÑO 2019						AÑO 2020				AÑO 2021		
	CANTIDAD DE ALIMENTADORES MT	INTERRUPTORES DE ALIMENTADOR MT	INTERRUPTORES SECCIONALES	SECCIONADORES BAJO CARGA	PUNTOS CON FIDUCIALES MT	OTROS	CANTIDAD DE ALIMENTADORES MT	INTERRUPTORES DE ALIMENTADOR MT	INTERRUPTORES SECCIONALES	SECCIONADORES BAJO CARGA	PUNTOS CON FIDUCIALES MT	OTROS	PROYECTO CALIDAD DEL SUMINISTRO
Cajabamba	1.00	1.00	1.00	-	31.00	-	1.00	1.00	-	31.00	-	-	1.00
Cajamarca (Cajabamba, Chileté, San Marcos, Huamachuco)	2.00	2.00	8.00	3.00	89.00	1.00	2.00	2.00	3.00	89.00	1.00	-	2.00
Cajamarca Rural	1.00	1.00	2.00	-	28.00	-	1.00	1.00	-	28.00	-	-	1.00
Caraz-Carhuaz-Huancabamba	6.00	6.00	10.00	2.00	212.00	-	6.00	10.00	2.00	212.00	-	-	9.00
Casma	1.00	1.00	-	-	16.00	-	1.00	-	-	16.00	-	-	2.00
Casma Rural (Guaymas, Quilón, Yalán, Panacoto)	1.00	1.00	9.00	-	33.00	-	1.00	9.00	-	33.00	-	-	2.00
Celendín	2.00	2.00	5.00	-	83.00	-	2.00	2.00	-	83.00	-	-	2.00
Chimbo (San-Nepesía, San Jacinto, Casma)	10.00	10.00	7.00	27.00	221.00	-	10.00	7.00	27.00	221.00	-	-	21.00
Chiquian	2.00	2.00	2.00	1.00	26.00	-	2.00	2.00	1.00	26.00	-	-	3.00
Guadalupe (Chepén, Pacasmayo)	4.00	4.00	6.00	2.00	82.00	-	4.00	6.00	2.00	82.00	-	-	5.00
Guadalupe Rural	1.00	1.00	3.00	-	28.00	-	1.00	3.00	-	28.00	-	-	1.00
Huallanca	1.00	1.00	2.00	-	14.00	-	1.00	2.00	-	14.00	-	-	1.00
Huamachuco	1.00	1.00	2.00	-	16.00	-	1.00	2.00	-	16.00	-	-	2.00
Huari	1.00	1.00	2.00	-	56.00	-	1.00	2.00	-	56.00	-	-	1.00
Nepesía	1.00	1.00	1.00	-	7.00	-	1.00	1.00	-	7.00	-	-	1.00
Pajón Malabingo	1.00	1.00	1.00	-	4.00	-	1.00	1.00	-	4.00	-	-	1.00
Pallasca	1.00	1.00	2.00	-	17.00	-	1.00	2.00	-	17.00	-	-	1.00
Pomabamba	1.00	1.00	4.00	-	22.00	-	1.00	4.00	-	22.00	-	-	1.00
Tayabamba	3.00	3.00	4.00	-	48.00	-	3.00	4.00	-	48.00	-	-	9.00
Trujillo	15.00	15.00	17.00	47.00	258.00	26.00	15.00	15.00	46.00	258.00	26.00	-	25.00
Trujillo Baja Densidad	2.00	2.00	3.00	-	19.00	-	2.00	3.00	-	19.00	-	-	2.00
Vrú	1.00	1.00	-	-	7.00	-	1.00	1.00	-	7.00	-	-	1.00
TOTAL SEMESTRAL	59.00	59.00	91.00	82.00	1,317.00	27.00	59.00	59.00	81.00	1,317.00	27.00	27.00	94.00

Fuente: Hidrandina - Taller de Trabajo - Proyecto GIZ Distribución 4.0.

En lo que corresponde a Hidrandina, considerando que su proyecto de MCS en MT fue aprobado, deberá automatizar parte de su red primaria, para lo cual deberá seleccionar la tecnología más pertinente para su sistema, además de documentar los resultados de su implementación y mejoras en los índices SAIDI y SAIFI acorde a las expectativas de su proyecto. Asimismo, para el siguiente proceso regulatorio del VAD debería mostrar dicha data y proponer un segundo proyecto para aplicar por el monto de 5% del VAD que la regulación prevé para este tipo de proyectos.

C. Compensaciones de Calidad de Suministro

Tabla 2.31: Compensaciones de Calidad de Suministro

SISTEMA ELECTRICO	Cantidad de Alimentadores MT	AÑO 2019		AÑO 2020		AÑO 2021
		IS-2019	IIS-2019	IS-2020	IIS-2020	IS-2021
Cajabamba	1	0	631	118	5,170	919
Cajamarca (Cajabamba, Chilete, San Marcos, Huamachuco)	2	0	105	0	0	0
Cajamarca Rural	1	0	0	0	0	0
Caraz-Carhuaz-Huaraz	6	19,967	30,080	10,293	0	5,428
Casma	1	1,162	0	0	0	0
Casma Rural (Buenavista, Quillo, Yautan, Pariacoto)	1	0	0	0	0	0
Celendín	2	0	0	0	0	0
Chimbote (Santa, Nepeña, San Jacinto, Casma)	10	7,187	529	96	0	6,162
Chiquian	2	0	0	0	0	0
Guadalupe (Chepén, Pacasmayo)	4	6	206	87	4,080	0
Guadalupe Rural	1	160	0	0	11,575	0
Huallanca	1	0	0	0	0	0
Huamachuco	1	0	0	0	0	0
Huari	1	0	0	0	0	0
Nepeña	1	3,611	0	0	0	1,108
Paiján Malabrigo	1	12	0	0	12	1,709
Pallasca	1	0	0	0	0	0
Pomabamba	1	0	0	0	0	0
Tayabamba	3	0	3	0	0	0
Trujillo	15	3,971	5,579	1,739	17,621	4,998
Trujillo Baja Densidad	2	1,358	291	987	1,221	413
Virú	1	250	0	11,196	17	428
TOTAL SEMESTRAL	59	37,684	37,425	24,516	39,696	21,165

Fuente: Hidrandina - Taller de Trabajo - Proyecto GIZ Distribución 4.0.

Precisamente la implementación del proyecto aprobado de MCS en MT, deberá mostrar que estos resultados se mejoran, alcanzando los beneficios esperados de reducir la duración de interrupciones y aumentar la venta de energía en la red primaria donde se cuenten con los equipos correspondientes.

Electro Oriente

No presentó ningún indicador

2.6 Hallazgos de la Asistencia y Matriz FODA de las EDEs

Como parte de este desarrollo, a partir del análisis de recursos y capacidades de la organización, se han identificado las principales fortalezas y debilidades, así como las oportunidades y amenazas.

En cuanto a los hallazgos de donde surgen las premisas del análisis FODA, en el siguiente resumen se muestran los principales hallazgos comunes para las tres EDEs.

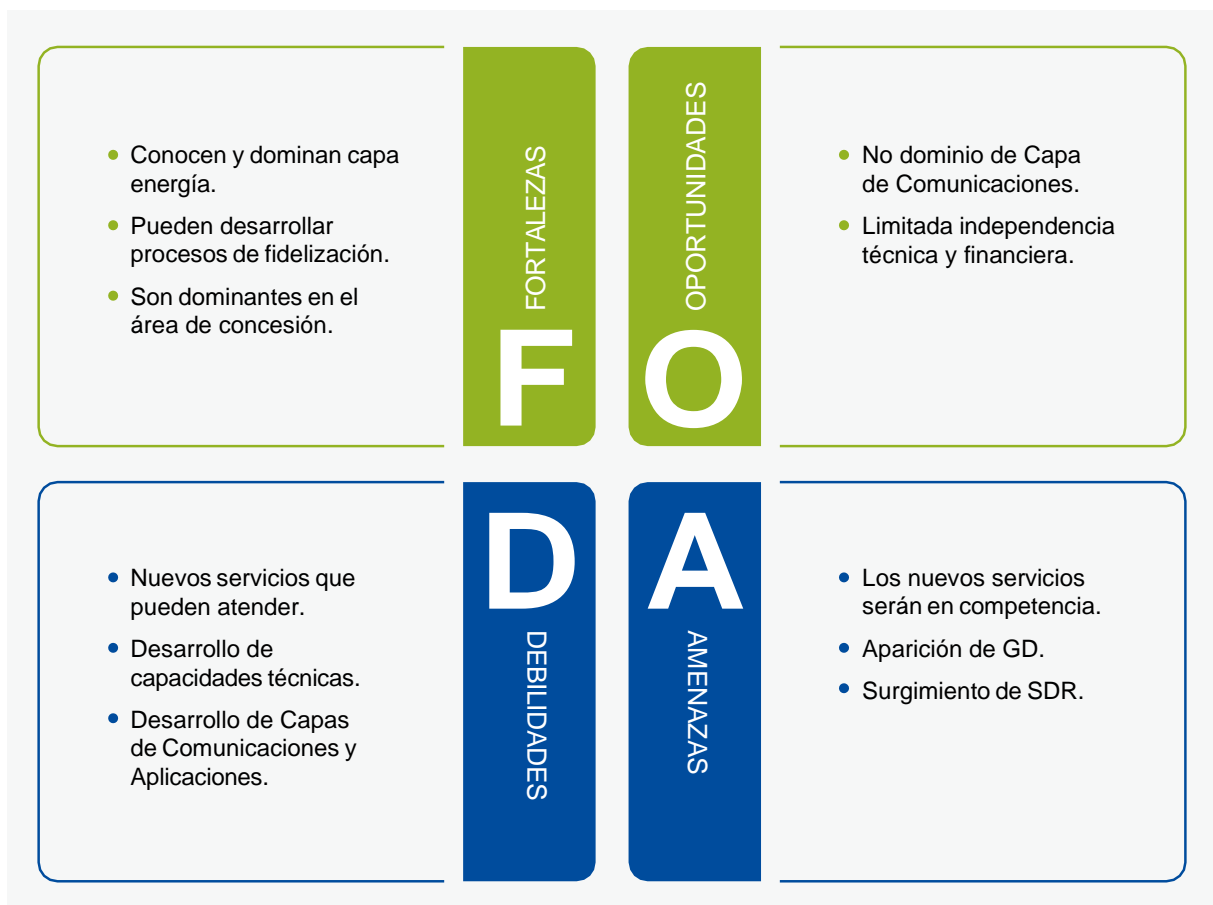
- Las empresas formularon sus proyectos PITEC por iniciativa de la regulación; sin embargo, carecían de una visión estratégica de su entorno de negocios orientado a las TIC.
- La formulación de los proyectos estuvo asignada en las áreas comercial, proyectos y operaciones.
- De los proyectos planteados, las empresas ya desarrollaron pilotos de SMI a nivel de clientes MT principalmente, y a nivel de transformación del AP a equipos LED, sin la opción de la Telegestión.
- A diferencia de las empresas que han desarrollado I+D+i, la principal barrera de las EDEs es no tener centralizada la gestión o gerencia para los proyectos de innovación tecnológica.
- Usualmente por economía empresarial, las EDEs tercerizan las actividades de desarrollo de proyectos, incluida los PITEC, como parte del encargo del VAD.
- Al igual que la experiencia observada en otras empresas del ámbito de América Latina, se observa que el despliegue de la infraestructura de comunicaciones es una de las barreras técnicas por superar.
- El carácter de proyectos piloto no permite cubrir el componente de alto costo fijo observado en la parte de software para los SMI o los sistemas de Telegestión; tampoco en lo que concierne a la infraestructura de comunicaciones que se debe desplegar.
- Asimismo, no se observa el desarrollo de las actividades complementarias requerida por los SMI: Desarrollo y gestión de Bases de Datos, desarrollo

de nuevos esquemas tarifarios, etc. También es importante notar que SEAL culminará recién su piloto SMI en junio 2022 e Hidrandina en octubre 2022 (no hay data).

- Las EDEs no disponen de recursos suficientes ni especializados para implementar los proyectos distintos a los convencionales. Tampoco hay una visión y plan estratégico hacia Smart Grid.

Como resultado de lo expuesto, revisado e intercambiado con las EDEs se formula la matriz FODA que describe y sintetiza las principales fortalezas y debilidades, así como las oportunidades emergentes y las amenazas que enfrentan las EDE para un desarrollo futuro de redes eléctricas inteligentes y su transición hacia un nivel de empresas 4.0.

Figura 2.3: Matriz FODA para las EDEs



3

NUEVAS FUNCIONES REI - VISION ESTRATEGICA DE LAS EDEs

En tanto que el proyecto Distribución Eléctrica 4.0 ha trabajado directamente con las Empresas de Distribución Eléctrica - EDE: HIDRANDINA, SEAL y ELECTRO ORIENTE, en este numeral se recogen las expectativas que han manifestado los gestores y gerentes con relación a los futuros desarrollos y aplicación de funciones de REI.

En ese sentido a continuación se describen cada una de las iniciativas que han declarado los funcionarios encargados de la dirección.

3.1 Iniciativa de SEAL para Nuevas Funciones de REI

3.1.1 Visión estratégica de red eléctrica inteligente

- Desarrollar una red eléctrica inteligente con Sistemas de Medición que permitan optimizar los registros de consumo de energía eléctrica de nuestros clientes.
- Gestionar los cortes y reconexiones en tiempo real para la reducción de la morosidad y reducción en los tiempos de atención de las reconexiones.
- Reducir las pérdidas de energía con nuevos transformadores MT/BT en las SED de la concesión de SEAL mediante el cambio de tecnología, utilizando tecnologías de transformadores de núcleo amorfo cuya ventaja principal es tener menores pérdidas en el hierro respecto a los transformadores convencionales.

- Localizar fallas mediante la gestión de alarmas en los diferentes sistemas inteligentes (medición y telegestión de AP) mejorando la calidad del servicio y brindando confiabilidad en la continuidad del servicio.

3.1.2 Visión de la empresa con relación a la Energía Renovable & Eficiencia Energética

- Promover la participación de los clientes como agentes activos del mercado de energía (ajuste del consumo como respuesta a señales del sistema e incluso flujos bidireccionales de electricidad) mediante la Generación Distribuida, incentivando el uso de las diferentes tecnologías para el aprovechamiento de las energías renovables.
- Administrar los equipos de Alumbrado Público basados en lámparas LED controlando el nivel de consumo de las luminarias y optimizando los niveles de iluminación de manera remota desde los servidores de SEAL.
- Desarrollar un sistema eléctrico que sea capaz de satisfacer exigencias aún mayores de calidad, cobertura y sostenibilidad ambiental, además de brindar a los clientes conectados, nuevos servicios y opciones más allá de tan sólo la disponibilidad de electricidad.

3.2 Iniciativa de HIDRANDINA para Nuevas Funciones de REI

3.2.1 Visión estratégica de red eléctrica inteligente

- Desarrollar una red eléctrica inteligente para una eficiente y oportuna Operación, minimizando sus costos y cumpliendo los objetivos de mejora de la calidad del servicio, reducción de carbono, garantizar la seguridad de nuestro personal y satisfacción para los consumidores.

3.2.2 Visión de la empresa con relación a la Eficiencia Energética

- Mejorar la eficiencia operativa de nuestra Empresa a través de la automatización y adopción de medidas de eficiencia energética.
- Analizar los proyectos de innovación tecnológica y eficiencia energética, los proyectos piloto de reemplazo gradual a Sistemas de Medición Inteligente (SMI) y los proyectos de mejora en calidad de suministro (MCS), aprobados por OSINERGMIN para ser financiados vía cargos adicionales al VAD, identificando sus principales características tecnológicas, económicas y financieras, así como la cuantificación de los beneficios esperados para el sistema en general y para el usuario en las tarifas eléctricas.

- En relación a la electromovilidad, el planteamiento será conocer y explorar el alcance de los proyectos en curso. Estos serán diferentes, dependiendo si se trata sólo de suministro eléctrico o participación en el negocio mediante electrolineras. Una mayor apertura o actuación, como en el caso de Lima, implicará evaluar si se trata de transporte privado o transporte público, en cuyo caso se debe evaluar aspectos sectoriales que superan el entorno eléctrico, pasando al ámbito de transporte en la parte tecnológica y/o trascendiendo el ámbito empresarial para interactuar con los gobiernos locales.

3.3 Iniciativa de ELECTRO ORIENTE S.A. para Nuevas Funciones de REI

3.3.1 Iniciativa estratégica de red eléctrica inteligente

- Desarrollar una red eléctrica inteligente para respaldar una transición eficiente y oportuna a una economía baja en carbono para ayudar a la Empresa Eléctrica a cumplir sus objetivos de reducción de carbono, garantizar la seguridad y objetivos energéticos más amplios mientras se minimizan los costos para los consumidores

3.3.2 Iniciativa de la empresa con relación a la Energía Renovable & Eficiencia Energética

- Mejorar la eficiencia operativa de la Empresa Eléctrica a través de la adopción de medidas de eficiencia energética y la promoción de la generación con RER próximos a los centros de carga.
- Analizar los planes de inversión futuros y el plan estratégico de la EDE para la Identificación preliminar de oportunidades de construir sinergias y potenciar las iniciativas y pilotos, ya sea en el ámbito puramente empresarial eléctrico o integrando al sector privado.

4

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Habiéndose completado el análisis de la información recibida y llevado a cabo los talleres de trabajo con las empresas de distribución Hidrandina, SEAL y Electro Oriente, se plantean las siguientes conclusiones:

- Como parte del Análisis de Entorno se desarrolló el marco conceptual de las REI y su aplicación a las tres EDEs, haciendo un análisis comparativo de las redes actuales y la red futura, entendida como REI, concluyéndose que las empresas de distribución local están en la Fase Inicial de implementación.
- Habiendo consenso en la definición y aplicación de las REI, para las EDEs peruanas la experiencia internacional muestra una referencia para alcanzar un mercado de energía competitivo y sostenible. Las REI promovidas por el VAD con los proyectos PITEC, evaluados y aprobados por el regulador para la distribución eléctrica, deberán traer beneficios tanto para el sistema como para los clientes.
- En Estados Unidos las REI fue promovida por la DOE producto de observar una escasa inversión en desarrollo, mejora y renovación de la distribución y en Europa fue parte del programa “Energía 2020: Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura”. En ambos casos se complementó con la parte energética al proponerse el almacenamiento de energía, la generación distribuida y la electrónica de potencia para contar con un sistema de distribución con controles inteligentes, entre otros.
- Las experiencias muestran que integrar una red global de datos para los usuarios, operadores, generadores con información en tiempo real de consumo, tarifas, potencia y otros datos como, por ejemplo: fallas, interrupciones y automatización de red, no es algo que sea factible realizar sin una importante inversión económica, sin normativa ni estandarización e incluso se requiere de investigación de parte del personal profesional y técnico.

- Para el VAD, las tres empresas evaluadas disponían de USD 5,5 millones para proyectos de innovación y 2,6 millones de USD para proyectos de mejora de calidad de suministro, es decir, un total de USD 8,1 millones; además de proyectos para implementar SMI, en calidad de Pilotos.
- Las EDEs presentaron trece proyectos que incluían, diez proyectos de REI y tres de SMI, que en conjunto ascendían a USD 13,9 millones, de los cuales se aprobó una inversión total de USD 5,2 millones, divididos en USD 3,6 millones para tres proyectos de SMI y USD 1,6 millones para cuatro proyectos PITEC.
- Los beneficios y/o ventajas esperadas para las EDEs y para los clientes por sus proyectos de REI serán los siguientes:
 - Los SMI permiten realizar gestión de pérdidas técnicas y no técnicas, implementar el monitoreo de calidad de producto y de suministro, diseño de nuevas tarifas, entre otras bondades que ofrece esta tecnología. Los clientes finales podrán hacer gestión de demanda.
 - La implementación de TG de AP permite mejorar la calidad del alumbrado, la calidad del servicio, además de ahorros potenciales por menor consumo de energía.
 - Los proyectos de MCS permite mejorar la calidad de servicio, por automatización de redes que incidirá en sus índices SAIDI y SAIFI. Del lado de la demanda tendrá el beneficio de mejorar la calidad de suministro a los clientes finales.
 - Para SEAL la implementación de nuevas tecnologías en transformadores de distribución permitirá conseguir beneficios de menores pérdidas técnicas.
- Del intercambio de datos y apreciaciones se formuló la matriz FODA que describe y sintetiza las principales fortalezas y debilidades de las EDEs, concluyendo que las REI son oportunidades emergentes al ser prestador natural del servicio, con el riesgo de convertirse en amenaza si no se superan las restricciones para su desarrollo competitivo, superando las limitaciones tecnológicas y de desarrollo de sus recursos humanos.

De la aplicación de la “Metodología de Restricciones de Mercado”, sus resultados se categorizaron en barreras de tipo técnico, regulatorio y empresarial, descritas como sigue:

De tipo regulatorio

- Juntamente con las expectativas de cambio en el sector eléctrico, el ente normativo a través de su comisión de reforma analizó la parte de distribución planteándose para el corto plazo promover las REI, esperando que el próximo proceso VAD recoja las recomendaciones para el sector y se implemente la generación distribuida, transporte eléctrico público y privado, así como los SMI. Ello sugiere que los alcances

e inversiones de las REI sean dinamizados y evaluados por la regulación, al igual que las distribuidoras fortalezcan sus capacidades para este desafío.

- Las motivaciones de parte del regulador, por las cuales hubo una relativa baja aprobación de los proyectos PITEC de las EDEs, se deberían a:
 - Los proyectos de Telegestión de AP se encontrarían reconocidos en el VAD, y las empresas no cuantificaron el beneficio para los usuarios.
 - El Proyecto de MCS con SFV de SEAL, se calificó como GD no representando un proyecto de innovación bajo el alcance VAD.
 - El proyecto GD de SEAL, para su aplicación en MT, no se consideró como proyecto de innovación como parte del valor agregado de distribución, sino como un proyecto más enfocado en la generación eléctrica.
 - El Proyecto de MCS en MT, para el caso de ELOR, tuvo la observación que sus costos de inversión y mantenimiento no contaban con el debido sustento.

De tipo empresarial

- El Análisis de Entorno realizado, siguiendo la practica internacional, clasifica a las EDEs en la Fase de Iniciación en REI, debiendo orientarse a promover inversión para un cambio en la forma de gestión de la distribución haciendo factible el uso de las TIC, además de desarrollar la Capa de Aplicaciones, siendo un desafío de corto plazo por superar.
- En lo correspondiente a la Capa de Comunicaciones, debe ser prioritario de superar de parte de las EDEs, debiendo formar recursos humanos y desarrollar infraestructura que les permitan implementar las REI.
- Para la Capa de Aplicaciones las empresas deberán explotar sus fortalezas de contar con datos del mercado y las oportunidades de generar nuevos negocios que se derivan de las REI.

De tipo técnico

- En cuanto al concepto de las REI, hay una compresión física de la red eléctrica con la red de comunicaciones, identificando tres capas que deben tomarse en cuenta 1) Capa de energía, 2) Capa de comunicación y 3) Capa de Aplicaciones.
- La “Capa de Energía” es una capa de dominio de las EDEs, debiendo enfocarse y asignar recursos para el dominio de las otras como “Capa de Comunicaciones” y “Capa de Aplicaciones”, requiriéndose la asistencia técnica de apoyo en estos puntos, de cara al nuevo proceso VAD.

- El avance de los proyectos REI de las EDEs, en particular el proyecto SMI muestra retrasos en su implementación, requiriéndose el expertise para definir y seleccionar la tecnología apropiada y las especificaciones técnicas de las redes inteligentes.
- No obstante, el carácter piloto de los proyectos aprobados, su implementación requiere una toma de decisiones para seleccionar, entre distintas tecnologías y protocolos, aquellas que serán decisivas para el futuro de las redes inteligentes en las distintas empresas eléctricas.
- Al igual que en otras realidades, para las EDEs locales integrar una red global de datos para su gestión y uso de los usuarios con información en tiempo real de consumo, tarifas, potencia y otros datos como fallas, interrupciones y la automatización de la red, no es algo factible de llevar a cabo sin inversión, normativa ni estandarización, requiriéndose Asesoría especializada además de investigación de parte del personal profesional y técnico.

Las recomendaciones se sintetizan en lo siguiente:

- Para el siguiente proceso regulatorio VAD las empresas deben establecer un mapa de ruta con las funciones de REI a desarrollar, formulando sus proyectos enfatizando los beneficios para la demanda con objetivos de aprobación, asignando y utilizando los mejores recursos disponibles.
- A efectos de priorizar o clasificar los diversos objetivos que pueden pretender las empresas, como una primera aproximación se sugieren tres niveles:
 - Nivel de objetivo global de la empresa
 - Nivel objetivo de la política corporativa, que refleje la política energética.
 - Nivel de objetivo de eficiencia que pretende alcanzar la empresa.
- Se debe centrar los temas de asistencia técnica y capacitación de las EDEs, principalmente en lo relacionado a superar las barreras técnicas para implementar las Capas de Comunicaciones y de Aplicaciones.
- Las EDEs deben enfocarse y asignar recursos para el dominio de las “Capas de Comunicaciones” y “Capa de Aplicaciones”, debiendo también la asistencia técnica apoyar en estos puntos, de cara al nuevo proceso de fijación del VAD.

5

ANEXOS

ANÁLISIS DE ENTORNO DE LAS EDES

5.1 Análisis de Entorno con las EDEs

En este anexo se realiza el análisis de entorno para cada una de las EDEs del alcance del presente estudio, explicando la metodología aplicada⁸ y además se identifican los principales problemas encontrados por las EDEs para el desarrollo de sus proyectos.

5.1.1 Metodología de Matriz de Restricciones de Mercado (MRM)

La Matriz de Restricciones de Mercado es una herramienta de interacción, basado en indicadores que se ponderan en una planilla con puntuaciones, con los líderes de gestión de las distribuidoras y que representa un auto-análisis que permite identificar, mediante un análisis y evaluación de las desventajas o restricciones que le impiden a la empresa alcanzar un despliegue o, según sea el caso, una mayor implementación de las funciones de REI e interacción con la demanda u otros actores dentro de su mercado eléctrico.

La aplicación, que consiste en una entrevista a los gestores de la distribuidora, evalúa la criticidad y dificultad para superar diferentes desventajas/restricciones identificadas como apreciación de sus representantes que forman parte de esta cadena de REI. Es decir, su aplicación provee una apreciación de parte, pero no menos importante, respecto a clasificación jerárquica de desventajas o restricciones desde la más crítica a la menos crítica y luego, de la más sencilla a la más difícil de superar.

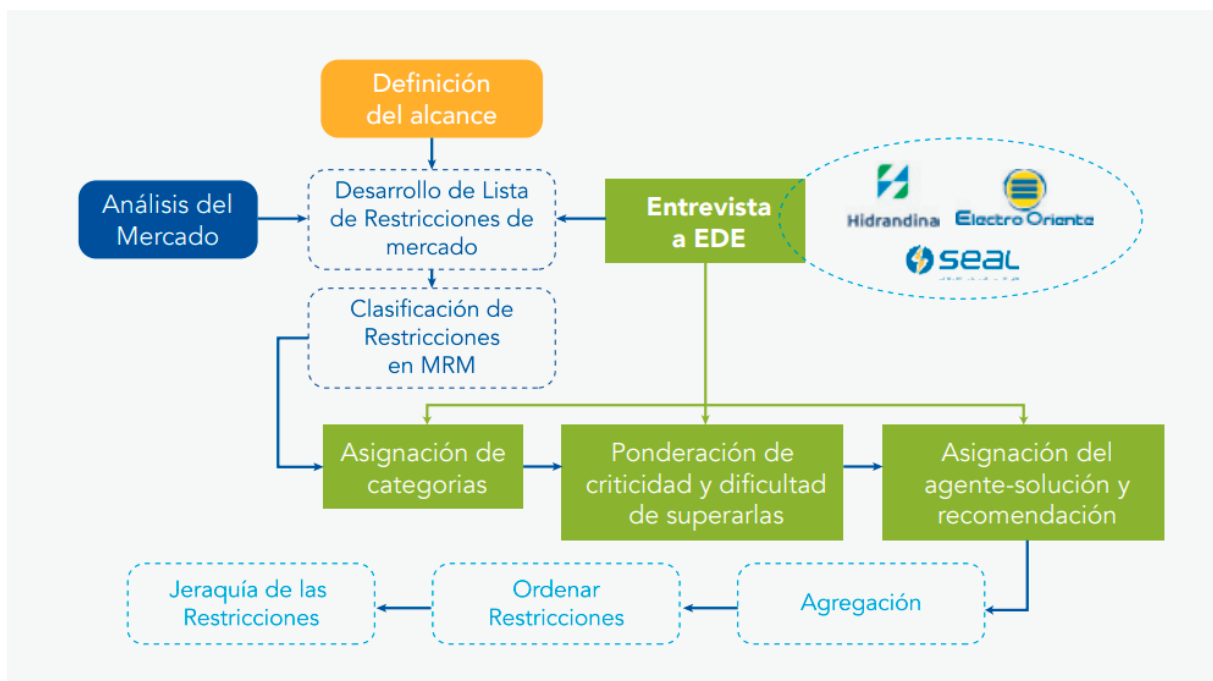
8. Methodology for the identification, evaluation and prioritization of market handicaps which prevent the implementation of Demand Response: Application to European electricity markets. UPV – España.

Esta metodología permite identificar barreras que al interior de una distribuidora deban o puedan ser priorizadas para superar, además que sirve de referencia de parte respecto a cambios regulatorios que permitan al regulador abordar adecuadamente estas desventajas y promover una mejor participación de los otros actores del mercado eléctrico.

La metodología cuenta con una secuencia de pasos que incluyen la recolección de datos, su clasificación y ponderación en la denominada Matriz de Restricciones de Mercado (MRM), cuya cuantificación de diferentes conceptos que condicionan cada desventaja (en términos de categoría, criticidad o complejidad a superar) permite alcanzar una agregación y ordenamiento final resultando en una tabla de acciones que permiten identificar y priorizar las soluciones por las barreras identificadas.

En el siguiente gráfico se ilustra la Metodología para la evaluación de restricciones de mercado, la misma que ha sido aplicada para el desarrollo de esta asesoría:

Figura 5.1: Metodología de las Matriz de Restricciones de Mercado



Fuente: AID-Atlas.

El primer paso de la metodología ha sido la identificación de la lista de desventajas que pueden afectar a las diferentes partes interesadas. Esta identificación se planteó mediante un análisis de la coyuntura de las propias empresas, de sus proyectos propuestos y del contacto directo con los propios funcionarios actores de las áreas vinculadas de las distribuidoras.

Identificadas las desventajas del mercado se tabularon en la matriz donde cada una de ellas se vincula a las partes interesadas o afectadas.

Tabla 5.1: Matriz de Restricciones de Mercado

Item	Matriz de Restricciones del Mercado	Categoría (N)	Peso	Interesados Gerencia		Resumen	Dificultad para Superarla
				Criticidad	Complejidad		
1	Restricción 1	Know How	0.7				
		Técnica	1.0				
		Económica	0.9				
		Ambiental	0.8				
		Regulatoria	1.0				
		Empresarial	0.7				
2	Restricción 2	Know How	0.7				
		Técnica	1.0				
		Económica	0.9				
		Ambiental	0.8				
		Regulatoria	1.0				
		Empresarial	0.7				

Como se observa la Matriz de Restricciones del Mercado (MRM), clasifica cada restricción y luego las categoriza para luego asignarle un nivel de criticidad en cuanto a su afectación al negocio y un nivel de complejidad en cuanto a su forma de resolverlo. Así en las siguientes tablas se muestra la puntuación asignada:

- La criticidad de la desventaja para las partes interesadas se clasifica en una escala de 5 niveles.

Tabla 5.2: Criticidad

S CRITICIDAD	PUNTOS
Criticidad alta	1.00
Criticidad media alta	0.75
Criticidad media baja	0.50
Criticidad baja	0.25
Sin criticidad	0.01

- La complejidad o dificultad para superar cada desventaja, se estima en función a una escala de 5 niveles.

Tabla 5.3: Complejidad

COMPLEJIDAD	PUNTOS
Muy difícil	1.00
Difícil	0.80
Moderado	0.60
Fácil	0.40
Muy fácil	0.20

- Se considero clasificar las categorías de las restricciones identificadas en las siguientes seis: técnico, económico, ambiental, know-how, regulatorio y empresarial.

Tabla 5.4: Categoría

CATEGORÍAS	PESO
Técnico	1.0
Económico	0.9
Ambiental	0.8
Know – How	0.7
Regulatorio	1.0
Empresarial	0.7

- La recopilación de data incluye la apreciación del encuestado, respecto a la forma de superar cada desventaja, incluyendo si hubiera algunas recomendaciones para superar cada desventaja o cómo resolver dicha barrera. Estas recomendaciones representan un input para análisis posterior de soluciones para superar las desventajas bajo evaluación.
- Finalmente, también se solicita identificar al agente que podría aportar o solucionar la restricción; con la opción de que el mismo agente pueda ser responsable de superar la restricción o sugerir el agente que deba hacerlo.

Para efectos cuantitativos, cada restricción se pondera considerando los datos recopilados en diversas entrevistas a la parte interesada para obtener una visión general de la restricción y conocer detalles al respecto. En casos particulares la parte interesada puede identificar una restricción en más de una categoría, por lo que los datos se agregan y ponderan para obtener un valor único por restricción y grupo de interés.

De acuerdo con los datos recopilados y la ponderación de las restricciones en las diferentes categorías y partes interesadas, se realizó la evaluación cuantitativa de criticidad y dificultad de superar cada restricción considerando la contribución de las diferentes variables. Esta contribución se evalúa en función de las ponderaciones asignadas a cada factor y categoría; así, la valoración de cada restricción se calcula según la siguiente expresión:

$$IH_{i-x} = \frac{\sum_{j=1}^n Wh_j \cdot \frac{\sum_{k=1}^p Wh_{ijk}^{matrix} \cdot Ws_k}{\sum_{k=1}^p Wh_{ijk}^{bit} \cdot Ws_k}}{\sum_{j=1}^n Wh_{ij}^{bit}}$$

A continuación, se muestran los resultados obtenidos para cada función y para cada empresa evaluada.

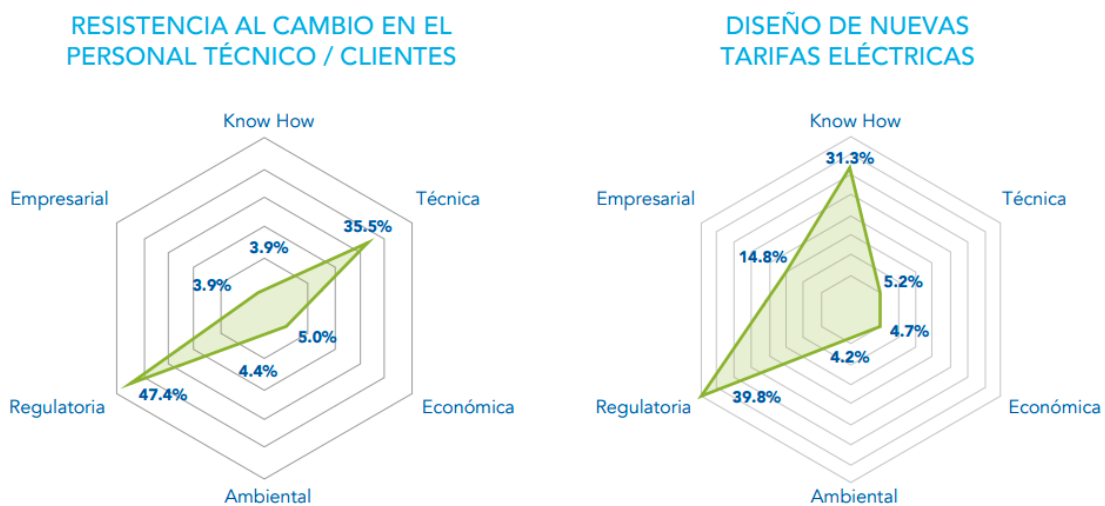
5.1.2 Resultados del Análisis de Entorno de SEAL

En el caso de SEAL Arequipa, las principales restricciones de mercado que en opinión de SEAL deberán ser superadas fueron identificados del análisis de entorno con la metodología descrita en el numeral anterior.

Dicho análisis se aplicó para las distintas funciones de REI como: proyectos de SMI, telegestión de AP y transformadores de núcleo amorfo.

Sistema de Medición Inteligente

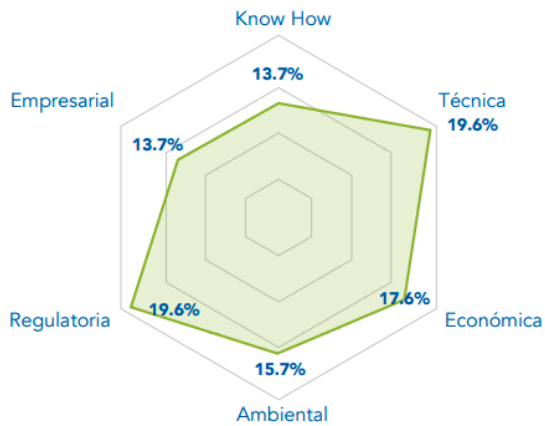
Como resultado de la aplicación a SEAL para los proyectos SIM identificaron las siguientes restricciones de mercado, mostrados en la siguiente figura:



Resistencia al cambio en el personal técnico/clientes, donde las principales barreras que considera la EDE son regulatoria y técnica.

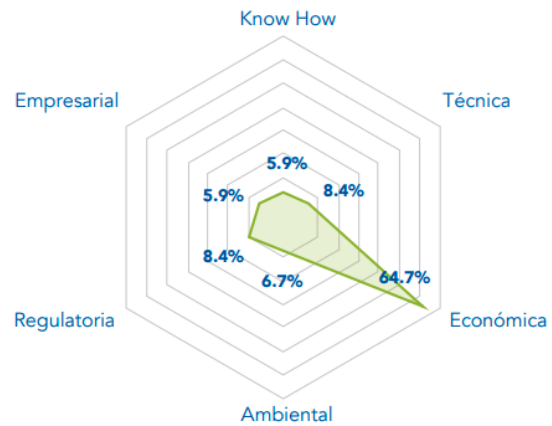
Diseño de Nuevas Tarifas Eléctricas, donde las principales barreras que considera la EDE son regulatoria y know how.

RIESGO DE FALLAS EN EL SISTEMA INFORMÁTICO



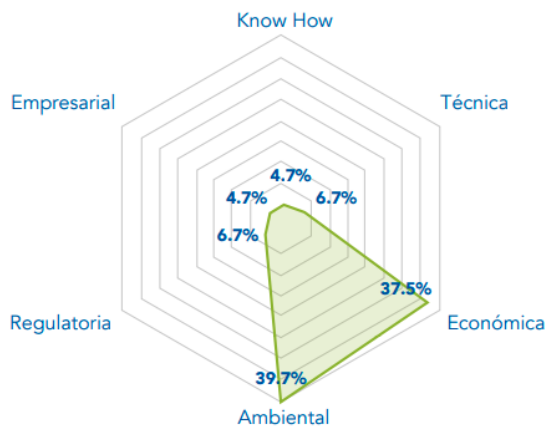
Riesgo de fallas en el Sistema Informático, donde las principales barreras que considera la EDE son.

COSTO DE COMPRA DEL EQUIPO Y LA INSTALACIÓN



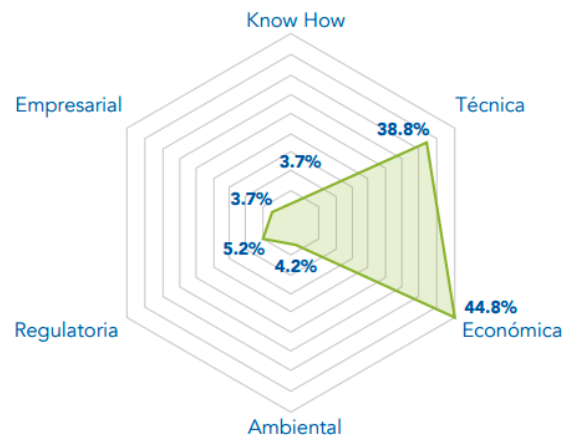
Costo de compra del equipo y la instalación, donde la principal barrera que considera la EDE es económica.

NO HAY ACCESOS PARA INSTALAR LOS MEDIDORES INTELIGENTES



No hay accesos para instalar los medidores inteligentes, donde las principales barreras que considera la EDE son económica y ambiental.

NO SE CUENTA CON SISTEMA DE COMUNICACIÓN PROPIO



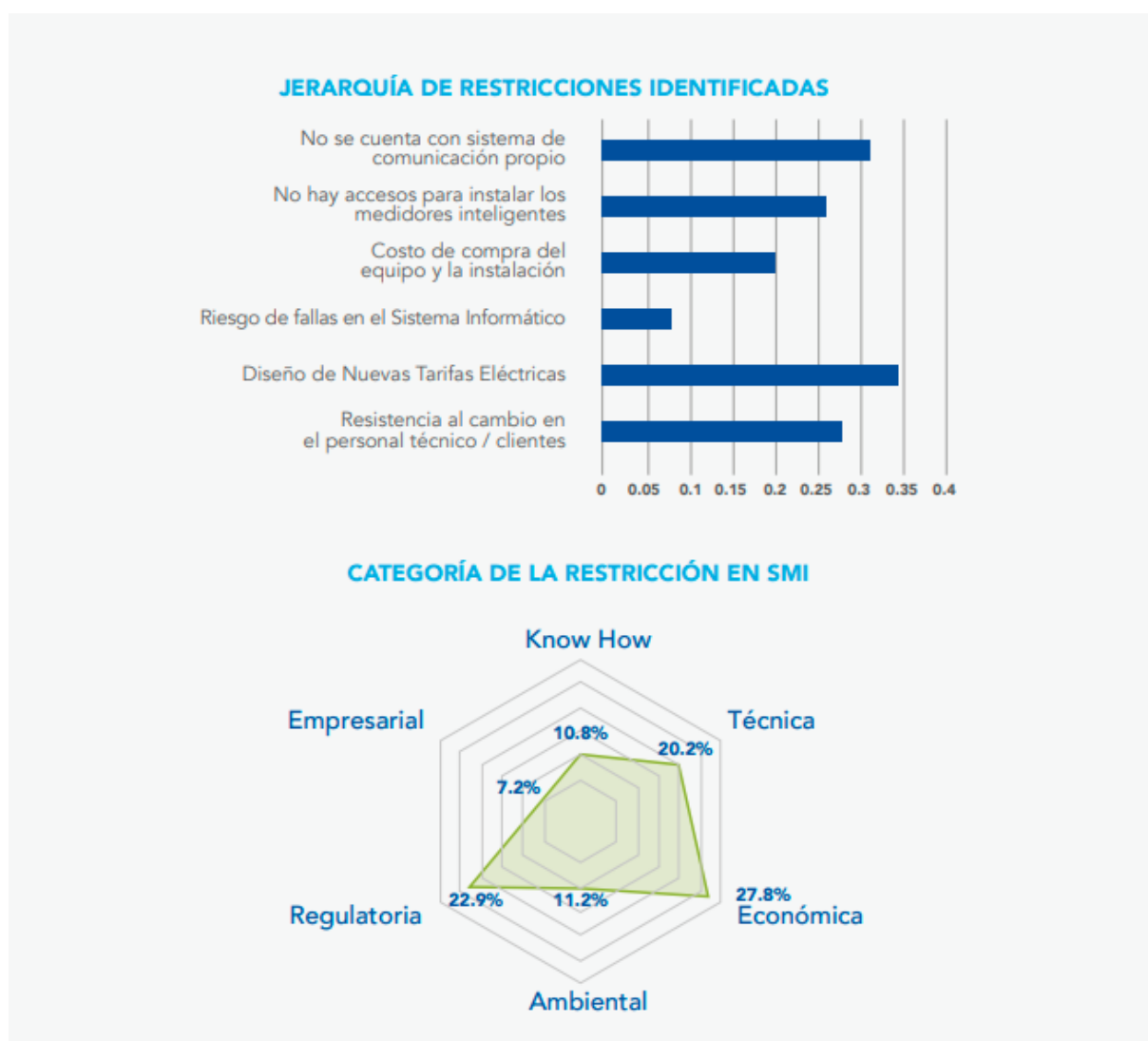
No se cuenta con sistema de comunicación propio, donde las principales barreras que considera la EDE son técnica y económica.

En general, para la implementación de SMI las principales barreras son regulatorias y económicas, además la restricción con mayor índice y mayor problemática es “el diseño de nuevas tarifas eléctrica”.

Tabla 5.5: Índice de restricciones de mercado de SMI

RESTRICCIONES	INDICE
Resistencia al cambio en el personal técnico / clientes	0.28
Diseño de Nuevas Tarifas Eléctricas	0.35
Riesgo de fallas en el Sistema Informático	0.09
Costo de compra del equipo y la instalación	0.20
No hay accesos para instalar los medidores inteligentes	0.26
No se cuenta con sistema de comunicación propio	0.31

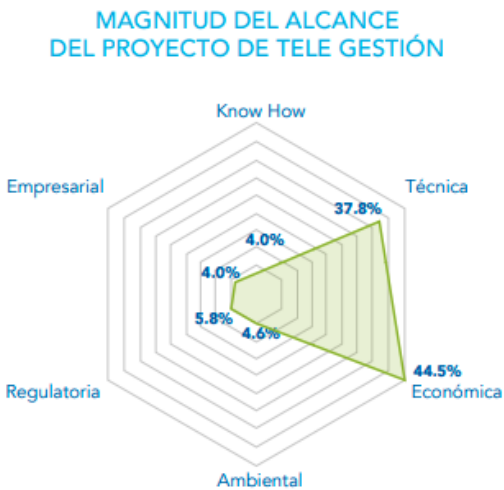
Figura 5.2: Análisis de Restricciones en Aplicación de SMI - SEAL



Fuente: Elaboración propia.

Sistema de Telegestión del Alumbrado Público

Se evaluaron las siguientes restricciones de mercado, teniendo como principales barreras las siguientes:

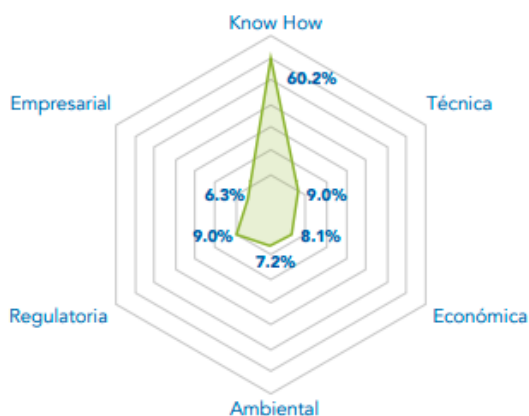


Magnitud del alcance del proyecto de Telegestión, donde las principales barreras que considera la EDE son de tipo técnica y económica.



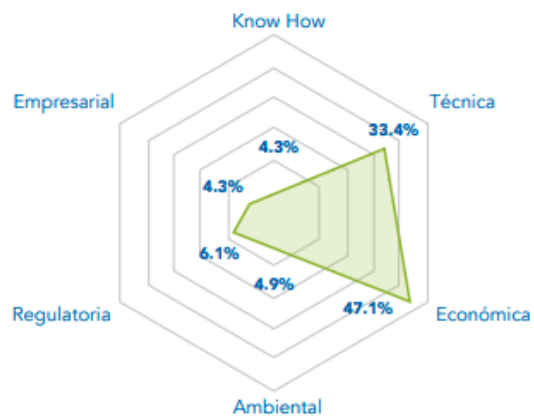
Reconocimiento Tarifario del Sistema de Telegestión, donde las principales barreras que considera la EDE son de tipo regulatoria y económica.

ESPECIALIZACIÓN DE LOS PROVEEDORES DE SISTEMAS INFORMÁTICOS



Especialización de los Proveedores de Sistemas Informáticos, donde la principal barrera que considera la EDE es el know – how de la tecnología.

RIESGO DE OBSOLESCENCIA POR EFICIENCIA DE LAS LÁMPARAS LED



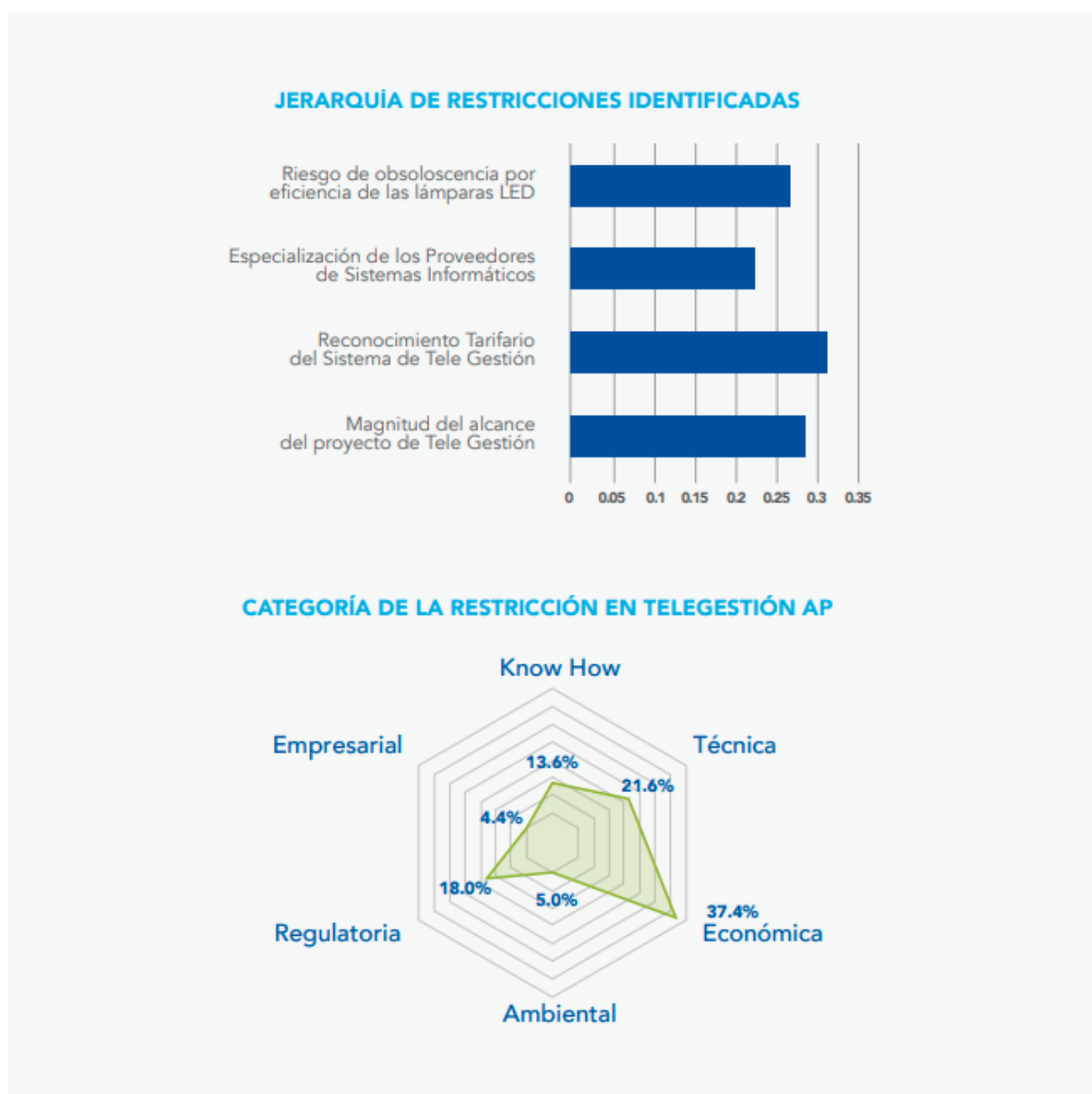
Riesgo de obsolescencia por eficiencia de las lámparas LED, donde las principales barreras que considera la EDE son técnica y económica.

En general, para la implementación de telegestión del AP las principales barreras son regulatorias, técnicas y económicas, además la restricción con mayor índice y mayor problemática es el “Reconocimiento Tarifario del Sistema de Telegestión”.

Tabla 5.6: índice de restricciones de mercado de Telegestión de AP

RESTRICCIONES	INDICE
Magnitud del alcance del proyecto de Telegestión	0.28
Reconocimiento Tarifario del Sistema de Telegestión	0.31
Especialización de los Proveedores de Sistemas Informáticos	0.22
Riesgo de obsolescencia por eficiencia de las lámparas LED	0.27

Figura 5.3: Jerarquía y Categorías de Restricciones - Telegestión de AP SEAL

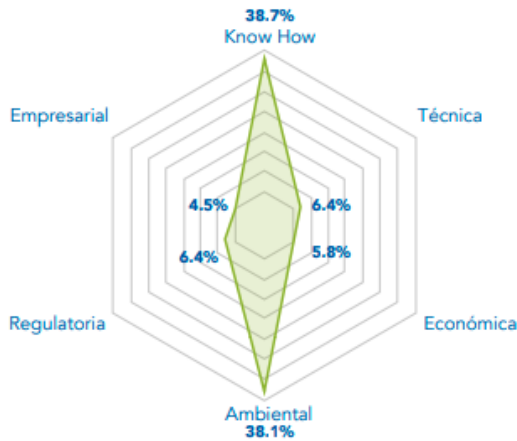


Fuente: Elaboración propia.

Sistema de Transformadores Amorfos

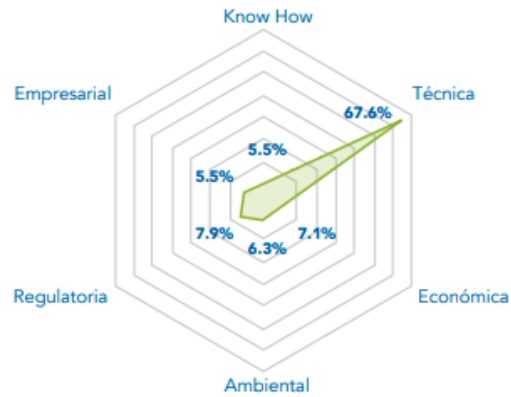
Se evaluaron las siguientes restricciones de mercado, teniendo como principales barreras las mostradas:

FALTA DE PROVEEDORES CON EXPERIENCIA EN LA TECNOLOGÍA



Falta de proveedores con experiencia en la tecnología, donde las principales barreras que considera la EDE son know – how y ambiental.

INCERTIDUMBRE EN LA EFICIENCIA DE LOS TRANSFORMADORES



Incertidumbre en la eficiencia de los transformadores, donde la principal barrera que considera la EDE es técnica.

Para la implementación de los transformadores amorfos, las principales barreras son ambiental, técnica y know – how, además la restricción con mayor índice y mayor problemática es la “Falta de proveedores con experiencia en la tecnología”.

Tabla 5.7: índice de restricciones de mercado de Transformadores Amorfos

RESTRICCIONES	INDICE
Falta de proveedores con experiencia en la tecnología	0.30
Incertidumbre en la eficiencia de los transformadores	0.20

Figura 5.4: Jerarquía y Categoría de Restricciones - Transformadores de Núcleo Amorfo - SEAL



Fuente: Elaboración propia.

5.1.3 Resultados del Análisis de Entorno de HIDRANDINA S.A.

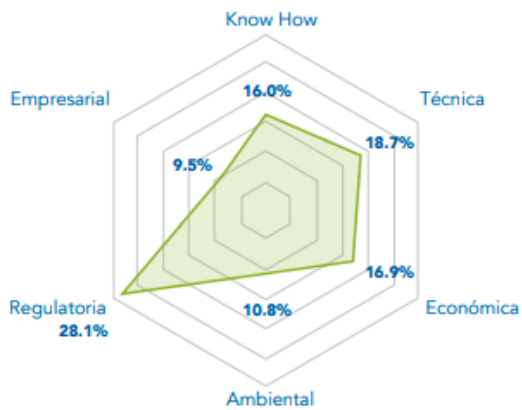
Con la aplicación de la metodología en HIDRANDINA, las principales restricciones de mercado que en su opinión deberán ser superadas, con el análisis de entorno se identificaron las barreras descritas a continuación.

En este caso se aplicó para las distintas funciones de REI como: proyectos de SMI, telegestión de AP, vehículos eléctricos, generación distribuida y automatización de la red.

Sistema de Medición Inteligente

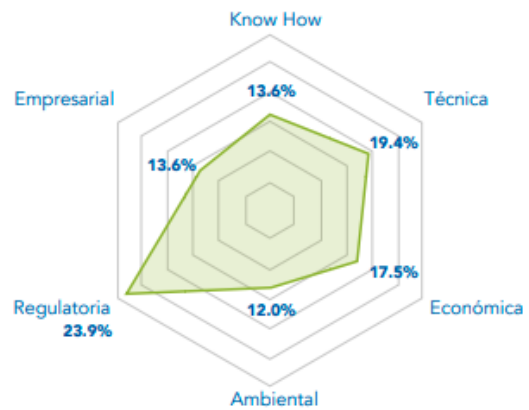
Se evaluaron las siguientes restricciones de mercado, teniendo como principales barreras las siguientes:

RESISTENCIA AL CAMBIO EN EL PERSONAL TÉCNICO / CLIENTES



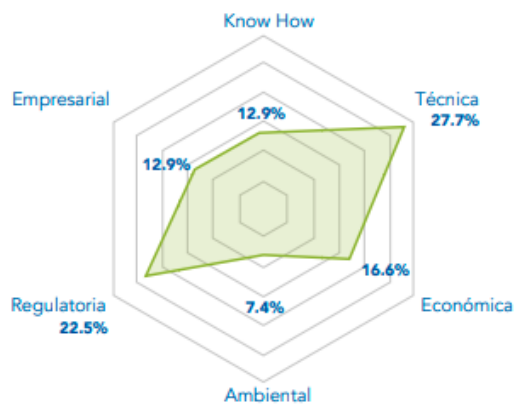
Resistencia al cambio en el personal técnico / clientes, cuyas principales barreras consideradas por HIDRANDINA son de categoría regulatoria y técnica.

DISEÑO DE NUEVAS TARIFAS ELÉCTRICAS



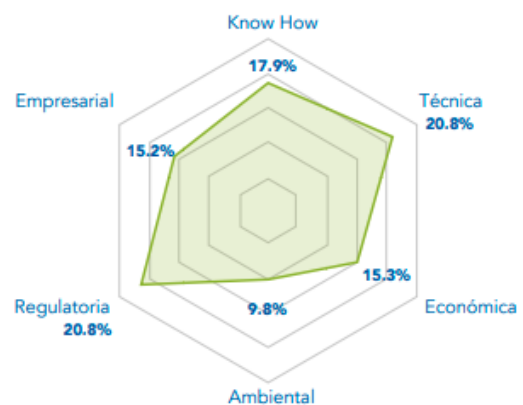
Diseño de Nuevas Tarifas Eléctricas, donde las principales barreras que considera la EDE son de categoría regulatoria y técnica.

RIESGO DE FALLAS EN EL SISTEMA INFORMÁTICO



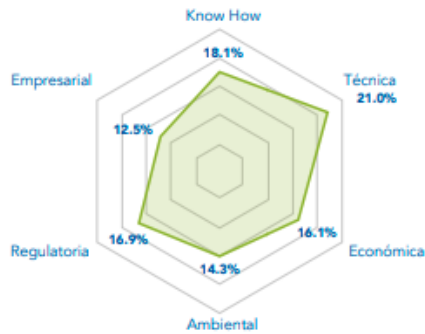
Riesgo de fallas en el Sistema Informático, donde las principales barreras que considera la EDE son de categoría regulatoria y técnica.

COSTO DE COMPRA DEL EQUIPO Y LA INSTALACIÓN



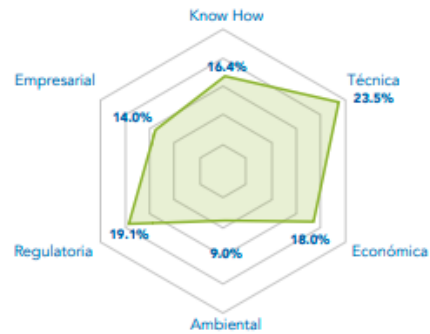
Costo de compra del equipo y la instalación, donde las principales barreras que considera la EDE son de categoría regulatoria y técnica.

**NO HAY ACCESOS PARA INSTALAR
LOS MEDIDORES INTELIGENTE**



No hay acceso para instalar medidores inteligentes, siendo las principales barreras que considera la EDE de categoría técnica y know – how.

**NO SE CUENTA CON SISTEMA
DE COMUNICACIÓN PROPIO**



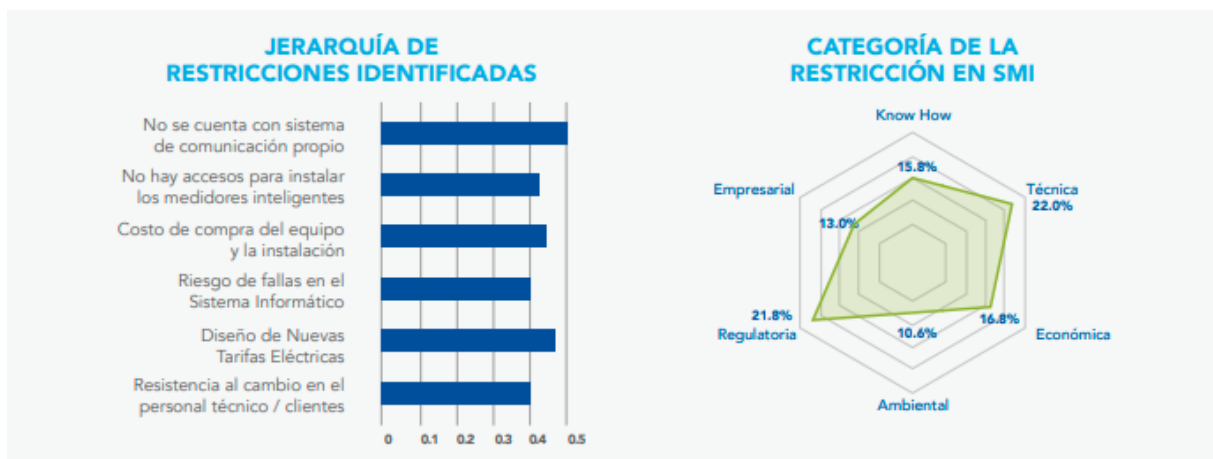
No se cuenta con sistema de comunicación propio, donde las principales barreras que considera la EDE son de categoría regulatoria y técnica.

En general para la implementación de SMI Hidrandina considera que las principales barreras son de tipo regulatoria, técnica y económica, además la restricción con mayor índice y mayor problemática es el “Diseño de nuevas tarifas eléctricas”.

Tabla 5.8: Índice de restricciones de mercado de SMI

RESTRICCIONES	INDICE
Resistencia al cambio en el personal técnico / clientes	0.39
Diseño de Nuevas Tarifas Eléctricas	0.47
Riesgo de fallas en el Sistema Informático	0.40
Costo de compra del equipo y la instalación	0.44
No hay accesos para instalar los medidores inteligentes	0.42
No se cuenta con sistema de comunicación propio	0.48

Figura 5.5: Jerarquía y Categoría de las Restricciones para SMI - HIDRANDINA

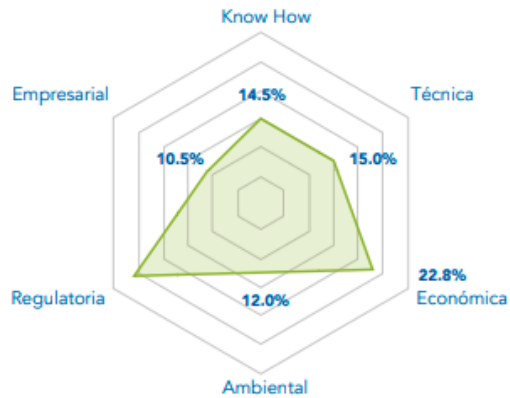


Fuente: Elaboración propia.

Sistema de Telegestión del Alumbrado Público

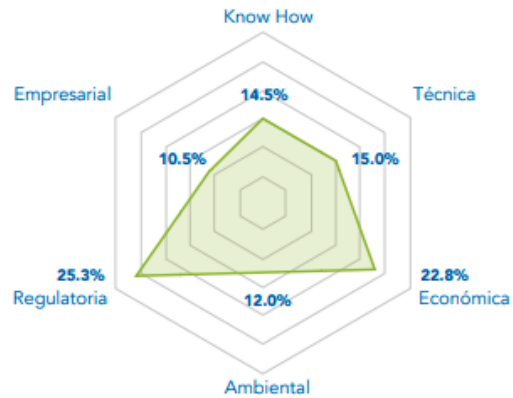
Se evaluaron las siguientes restricciones de mercado, teniendo como principales barreras las siguientes:

MAGNITUD DEL ALCANCE DEL PROYECTO DE TELE GESTIÓN



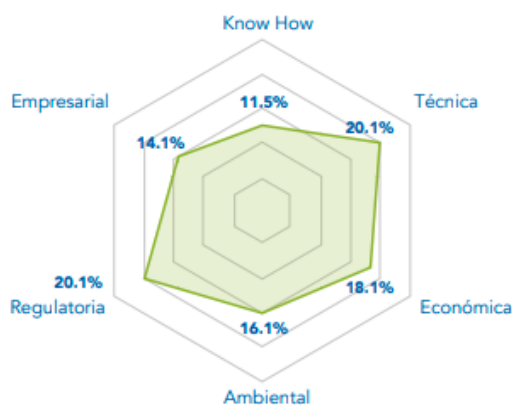
Magnitud del alcance del proyecto de Telegestión, donde las principales barreras que considera la EDE son de categoría regulatoria y económica.

RECONOCIMIENTO TARIFARIO DEL SISTEMA DE TELE GESTIÓN



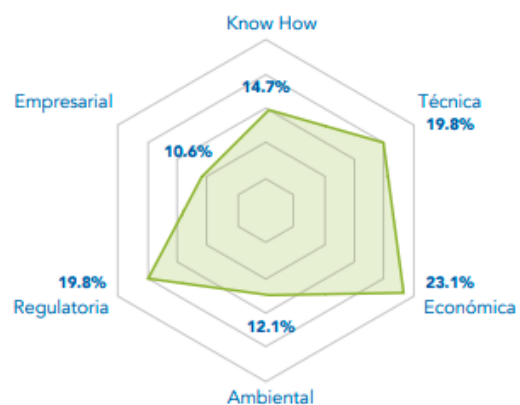
Reconocimiento Tarifario del Sistema de Telegestión, donde las principales barreras que considera la EDE son de categoría regulatoria y económica.

ESPECIALIZACIÓN DE LOS PROVEEDORES DE SISTEMAS INFORMÁTICOS



Especialización de los Proveedores de Sistemas Informáticos, donde las principales barreras que considera la EDE son de categoría técnica y regulatoria.

RIESGO DE OBSOLESCENCIA POR EFICIENCIA DE LAS LÁMPARAS LED



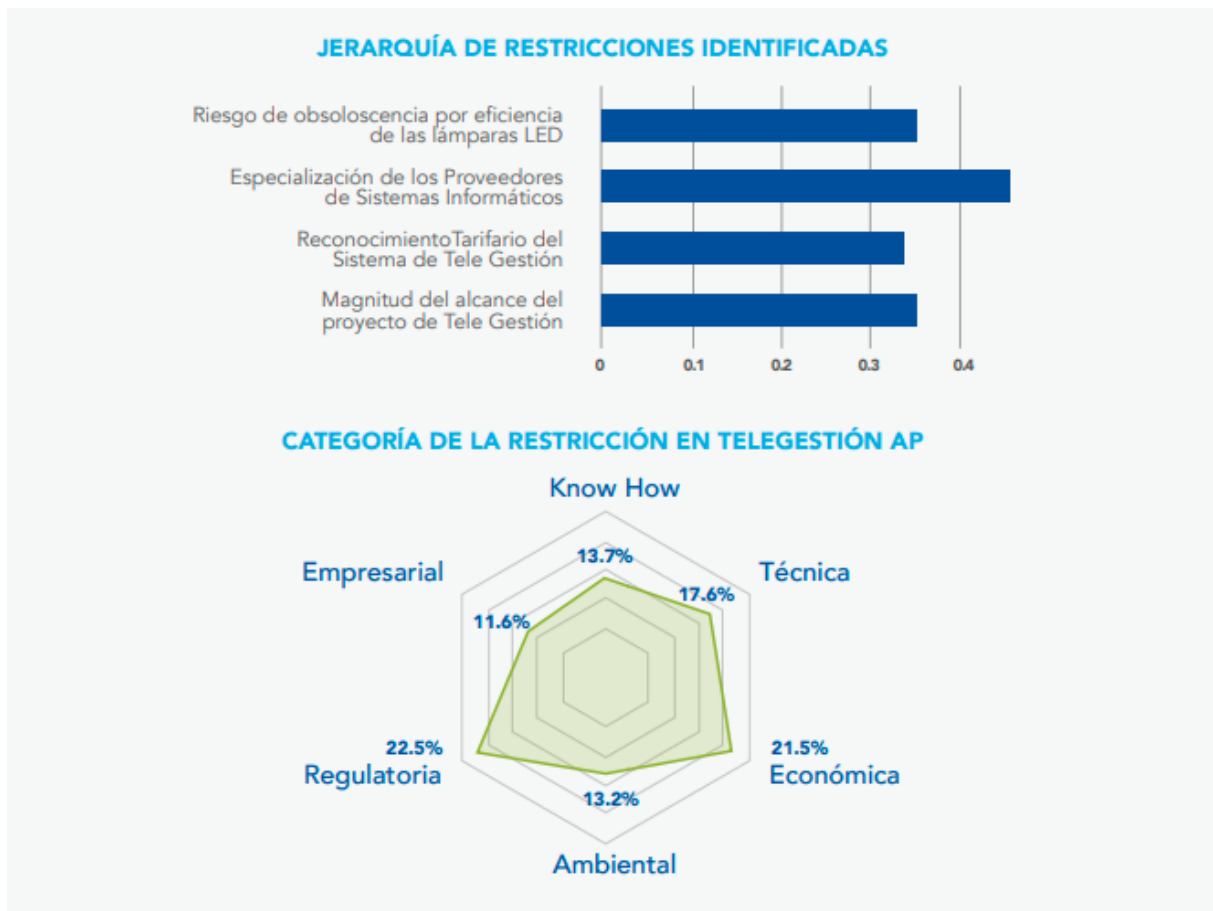
Riesgo de obsolescencia por eficiencia de las lámparas LED, donde las principales barreras que considera la EDE son de categoría económica, regulatoria y técnica.

Para la implementación de la telegestión del AP, las principales barreras son regulatoria, técnica y económica, además la restricción que más afecta con mayor índice y mayor problemática es la “Especialización de los proveedores de sistemas informáticos”.

Tabla 5.9: Índice de restricciones de mercado de Telegestión de AP

RESTRICCIONES	INDICE
Magnitud del alcance del proyecto de Telegestión	0.36
Reconocimiento Tarifario del Sistema de Telegestión	0.36
Especialización de los Proveedores de Sistemas Informáticos	0.45
Riesgo de obsolescencia por eficiencia de las lámparas LED	0.35

Figura 5.6: Jerarquía y Categoría de las Restricciones en Telegestión AP - HIDRANDINA

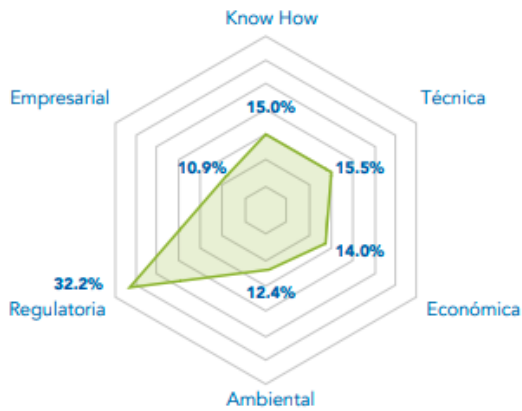


Fuente: Elaboración propia.

Sistema de Automatización de la Red de MT

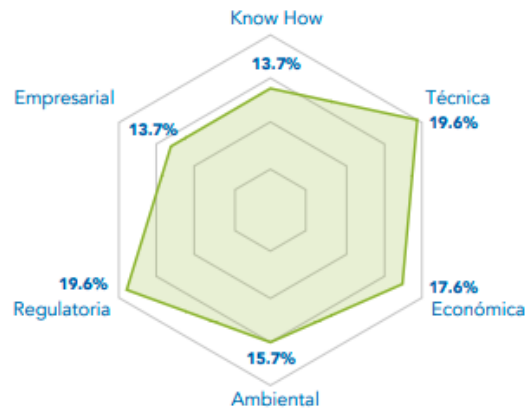
Se evaluaron las siguientes restricciones de mercado, teniendo como principales barreras las siguientes:

NO HAY EQUIPO NORMALIZADOS EN LA EMPRESA



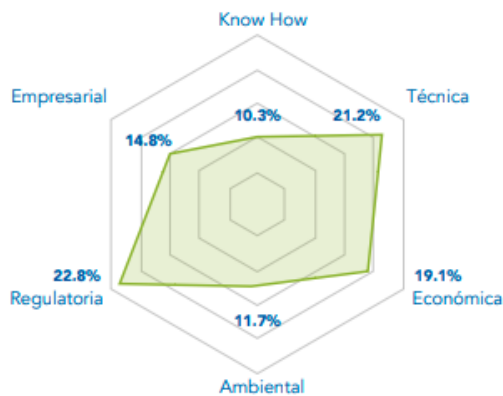
No hay equipos normalizados en la empresa, donde la principal barrera que considera la EDE es de carácter regulatorio.

LA DISPONIBILIDAD DE EQUIPOS NO ES TAN ALTA - PROVEEDORES



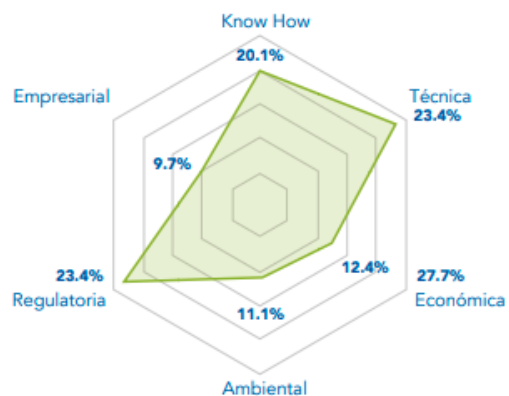
La disponibilidad de equipos no es tan alta - proveedores, donde las principales barreras que considera la EDE son de carácter regulatorio, técnico y económico.

RIESGO DE FALLA EN LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

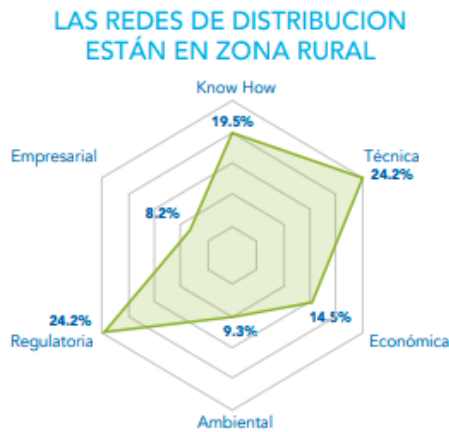


Riesgo de falla en los sistemas de protección, donde las principales barreras que considera la EDE son de carácter regulatorio y técnico.

SE REQUIERE REDUCIR EL NÚMERO DE INTERRUPCIONES Y COMPENSACIONES



Se requiere reducir el número de interrupciones y compensaciones, donde las principales barreras que considera la EDE son de carácter regulatorio, técnico, y know how.



Las redes de distribución están en zona rural, donde las principales barreras que considera la EDE son de carácter regulatorio y técnico.



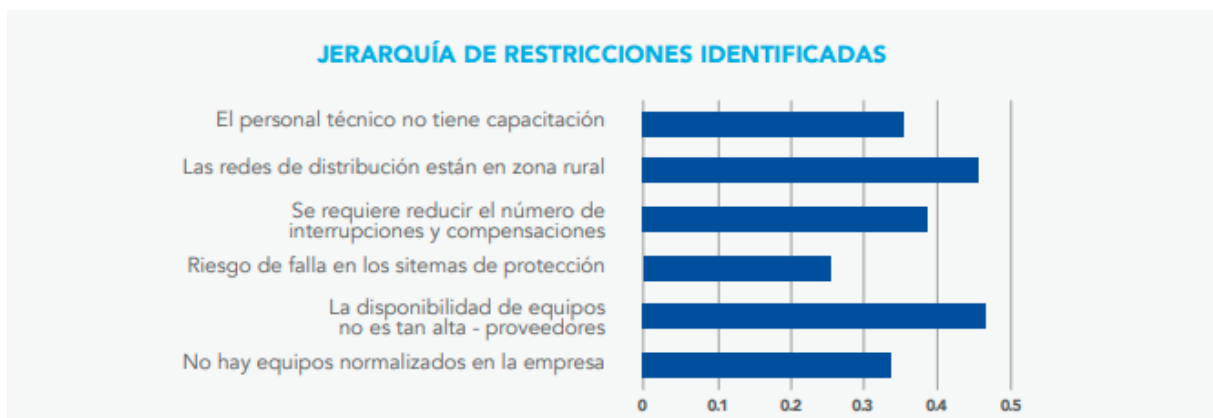
El personal técnico no tiene capacitación, donde las principales barreras que considera la EDE son de carácter regulatorio y técnico.

Para la implementación de los VEs las principales barreras son regulatorias, técnicas y know how, además la restricción con mayor índice y mayor problemática es que “Las redes de Distribución se encuentran en zona rural”.

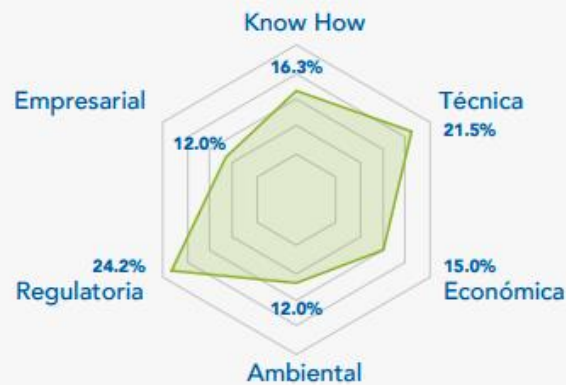
Tabla 5.10: Índice de restricciones de mercado de Automatización de la Red

RESTRICCIONES	INDICE
No hay equipos normalizados en la empresa	0.34
La disponibilidad de equipos no es tan alta - proveedores	0.47
Riesgo de falla en los sistemas de protección	0.25
Se requiere reducir el número de interrupciones y compensaciones	0.39
Las redes de distribución están en zona rural	0.46
El personal técnico no tiene capacitación	0.37

Figura 5.7: Jerarquía y Categoría de las Restricciones - Sistema de Automatización en Hidrandina



CATEGORÍA DE LA RESTRICCIÓN AUTOMATIZACIÓN DE LA RED

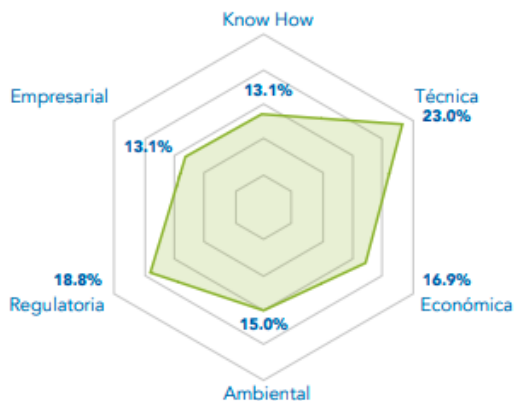


Fuente: Elaboración propia.

Sistema de Vehículos Eléctricos y Estaciones de Recarga

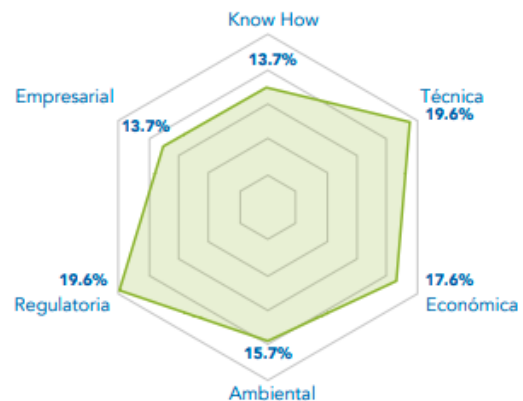
Para la EDE HIDRANDINA, se evaluaron las siguientes restricciones de mercado, teniendo como principales barreras las siguientes:

NO HAY NORMATIVA PARA ESTACIONES DE RECARGA



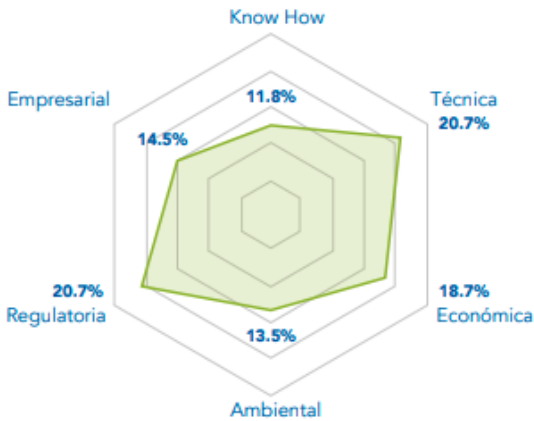
No hay normativa para Estaciones de Recarga, donde las principales barreras que considera la EDE son de carácter regulatorio y técnico.

DESCONOCIMIENTO DE USO DEL VE Y DE LOS TIPOS DE RECARGA



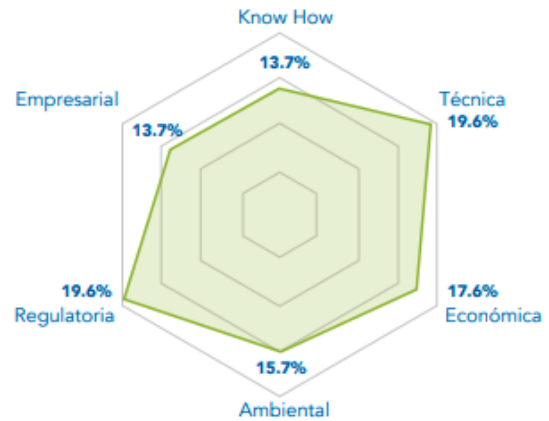
Desconocimiento de uso del VE y de los tipos de Recarga, donde las principales barreras que considera la EDE son de carácter regulatorio y técnico.

IMPACTO EN LA RED POR SIMULTANEIDAD DE LAS ESTACIONES DE RECARGA



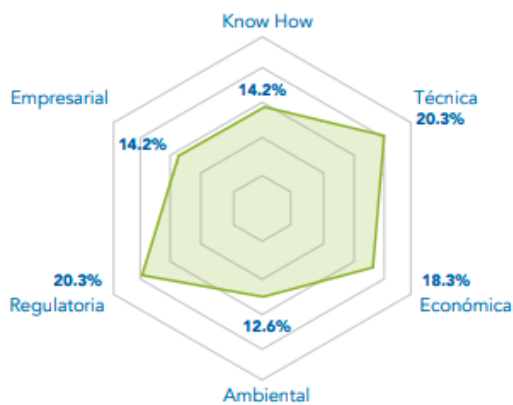
Impacto en la Red por simultaneidad de las estaciones de recarga, donde las principales barreras que considera la EDE son de carácter regulatorio y técnico.

PROBLEMAS DE SATURACIÓN DE LA RED



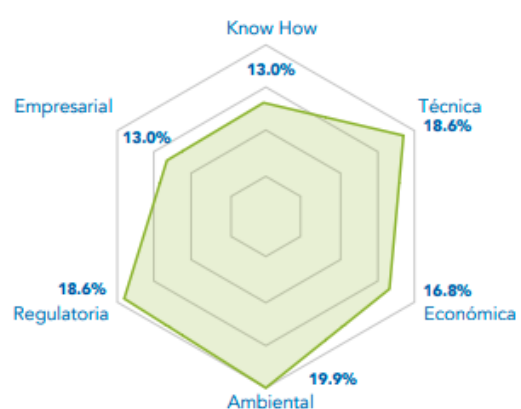
Problemas de saturación de la red, donde las principales barreras que considera la EDE son de carácter regulatorio y técnico.

PRECIO DE COMPRA ES ALTO Y POCO ACCESIBLE



Precio de compra es alto y poco accesible, donde las principales barreras que considera la EDE son de carácter regulatorio y técnico.

GESTIÓN DE RESIDUOS DE BATERÍAS



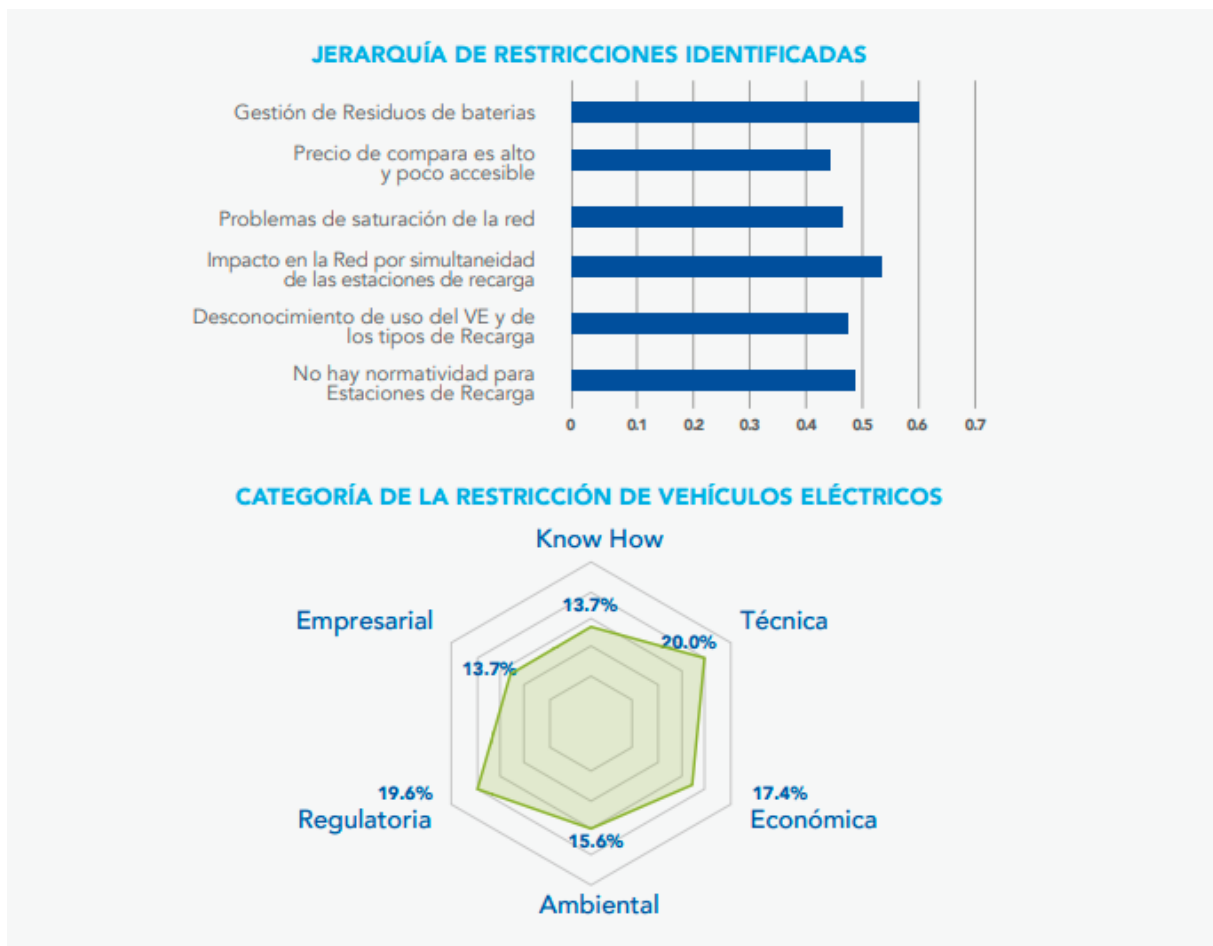
Gestión de Residuos de baterías, donde las principales barreras que considera la EDE son de carácter ambiental, regulatorio y técnico.

Para la implementación de los VEs las principales barreras son regulatorias, técnicas y económicas, además la restricción con mayor índice y mayor problemática es el “Impacto en la Red por Simultaneidad de las estaciones de recarga”.

Tabla 5.11: Índice de restricciones de mercado de Vehículos Eléctricos

RESTRICCIONES	INDICE
No hay normativa para Estaciones de Recarga	0.49
Desconocimiento de uso del VE y de los tipos de Recarga	0.47
Impacto en la Red por simultaneidad de las estaciones de recarga	0.54
Problemas de saturación de la red	0.47
Precio de compra es alto y poco accesible	0.45
Gestión de Residuos de baterías	0.61

Figura 5.8: Jerarquía y Categoría de Restricciones para Ves - HIDRANDINA

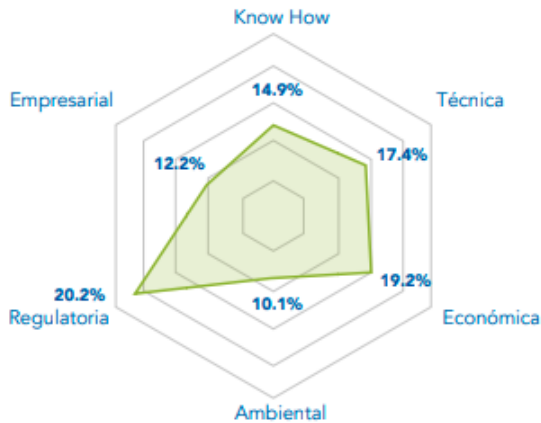


Fuente: Elaboración propia.

Sistema de Generación Distribuida

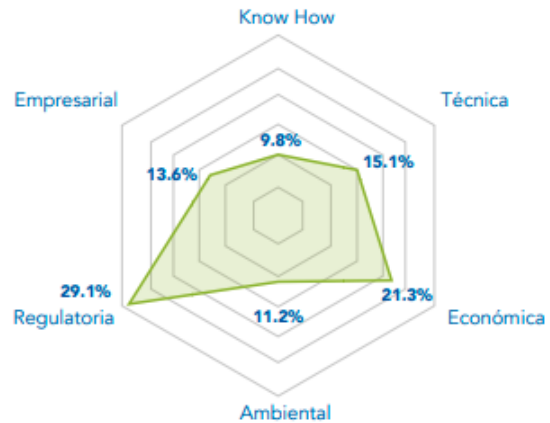
Se evaluaron las siguientes restricciones de mercado, teniendo como principales barreras las siguientes:

NO HAY REGULACIÓN PARA INYECCIÓN A LA RED



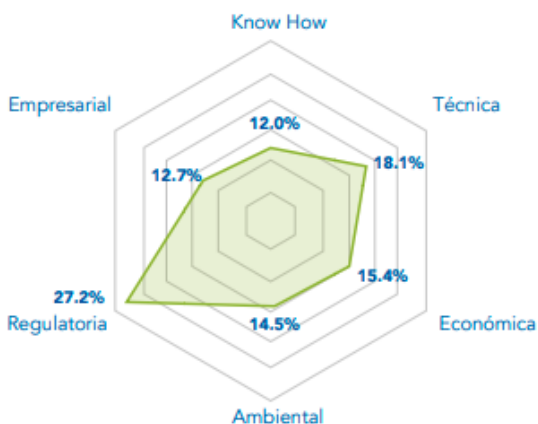
No hay regulación para inyección a la red, donde las principales barreras que considera la EDE son de carácter regulatorio y económico.

LA GENERACIÓN NO COINCIDE CON LA PUNTA DEMANDA DEL CLIENTE



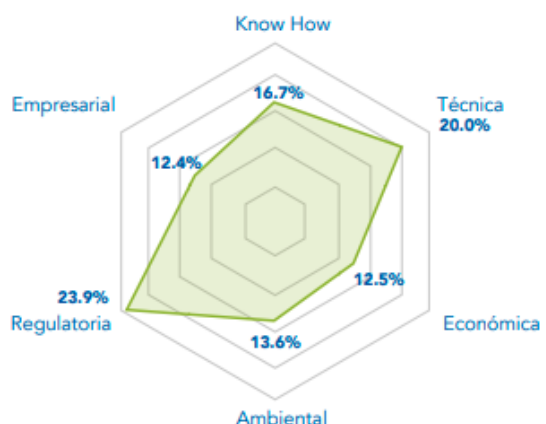
La generación no coincide con la punta demanda del cliente, donde las principales barreras que considera la EDE son de carácter regulatorio y económico.

BAJA RENTABILIDAD



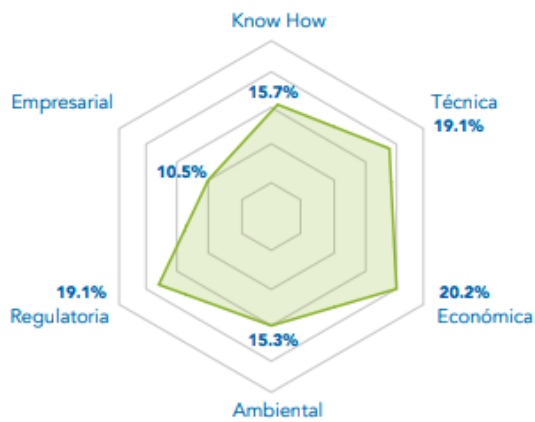
Baja rentabilidad, donde las principales barreras que considera la EDE son de carácter regulatorio y técnico.

USUARIOS NO CONOCEN LA TECNOLOGÍA



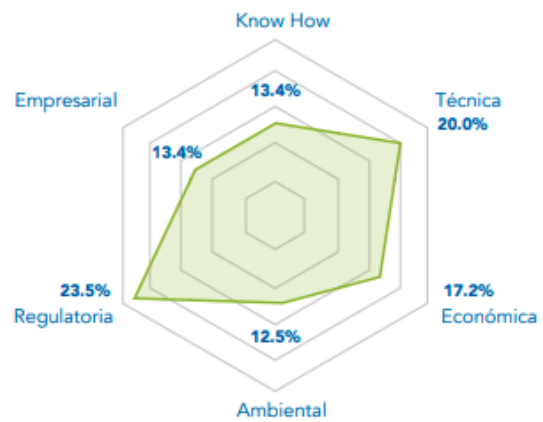
Usuarios no conocen la tecnología, donde las principales barreras que considera la EDE son de carácter regulatorio y técnico.

PROBLEMAS PARA DISPONER DE LOS RAEE



Problemas para disponer de los RAEE, donde las principales barreras que considera la EDE son de carácter regulatorio, técnico y económico.

COMPLICA LA RED DE LA EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN



Complica la red de la empresa de distribución, donde las principales barreras que considera la EDE son de carácter regulatorio, técnico y económico.

Para la implementación de los proyectos de generación distribuida, las principales barreras son regulatoria, técnica y económica, además la restricción que más afecta con mayor índice y mayor problemática es que “Los usuarios no conocen la tecnología”.

Tabla 5.12: Índice de restricciones de mercado de Generación Distribuida

RESTRICCIONES	INDICE
No hay regulación para inyección a la red	0.43
La generación no coincide con la punta demanda del cliente	0.38
Baja rentabilidad	0.41
Usuarios no conocen la tecnología	0.54
Problemas para disponer de los RAEE	0.50
Complica la Red de la empresa de distribución	0.47

Figura 5.9: Jerarquía y Categoría de las Restricciones GD - Hidrandina

S



Fuente: Elaboración propia.

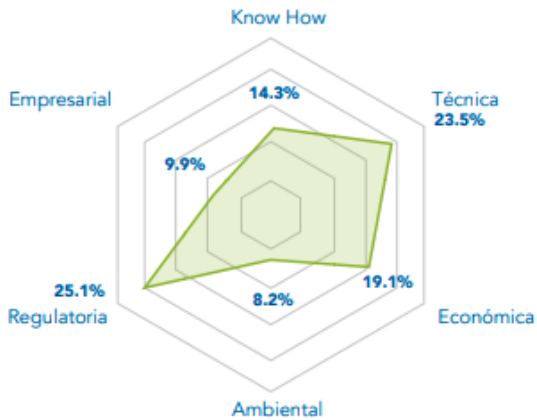
5.1.4 Resultados del Análisis de Entorno de ELECTRO ORIENTE S.A.

En cuanto a los resultados comerciales de venta de energía, en las siguientes tablas se muestran la demanda, facturación y clientes para los años 2019 y 2020.

Sistema de Medición Inteligente

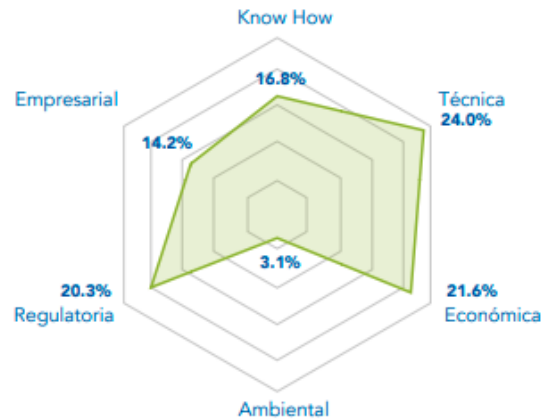
Se evaluaron las siguientes restricciones de mercado, teniendo como principales barreras las siguientes:

RESISTENCIA AL CAMBIO EN EL PERSONAL TÉCNICO / CLIENTES



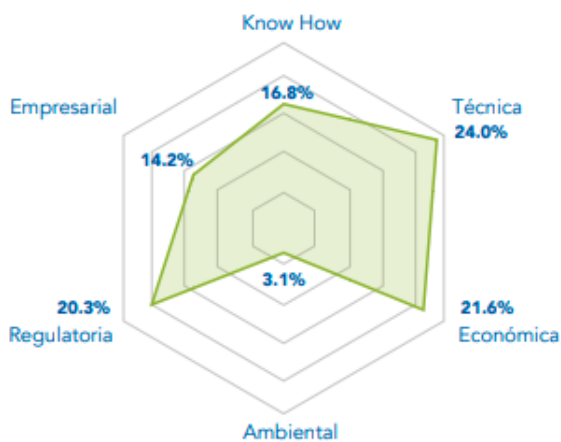
Resistencia al cambio en el personal técnico / clientes, donde las principales barreras que considera la EDE son regulatoria y técnica.

DISEÑO DE NUEVAS TARIFAS ELÉCTRICAS



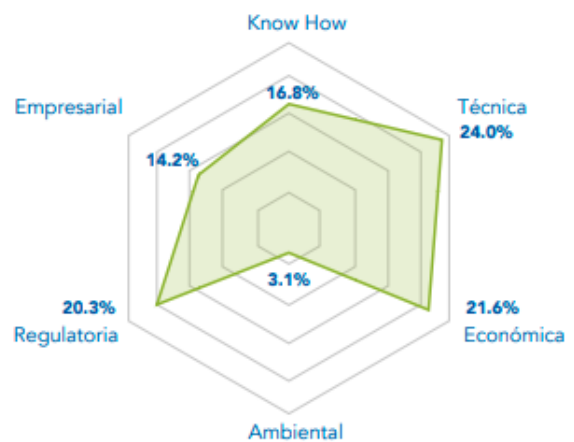
Diseño de Nuevas Tarifas Eléctricas, donde las principales barreras que considera la EDE son regulatoria, técnica y económica.

RIESGO DE FALLAS EN EL SISTEMA INFORMÁTICO



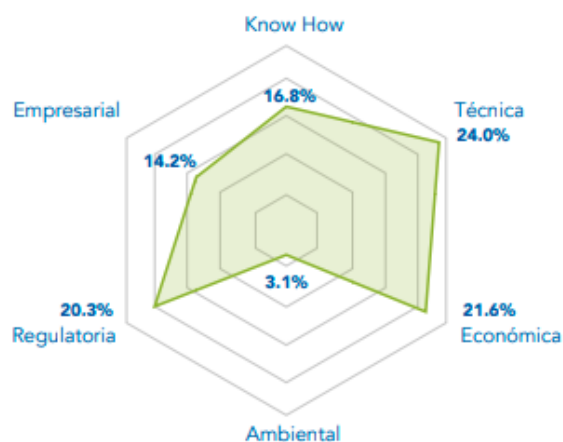
Riesgo de fallas en el Sistema Informático, donde las principales barreras que considera la EDE son regulatoria, técnica y económica.

COSTO DE COMPRA DEL EQUIPO Y LA INSTALACIÓN



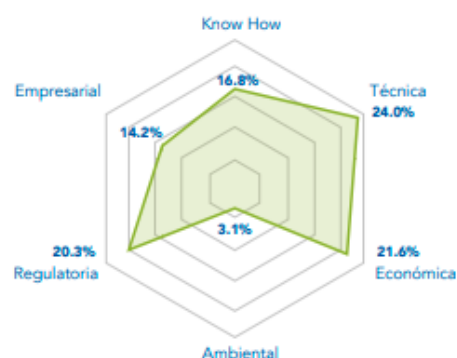
Costo de compra del equipo y la instalación, donde las principales barreras que considera la EDE son regulatoria, técnica y económica.

NO HAY ACCESOS PARA INSTALAR LOS MEDIDORES INTELIGENTES



No hay accesos para instalar los medidores inteligentes, donde las principales barreras que considera la EDE son regulatoria, técnica y económica.

NO SE CUENTA CON SISTEMA DE COMUNICACIÓN PROPIO

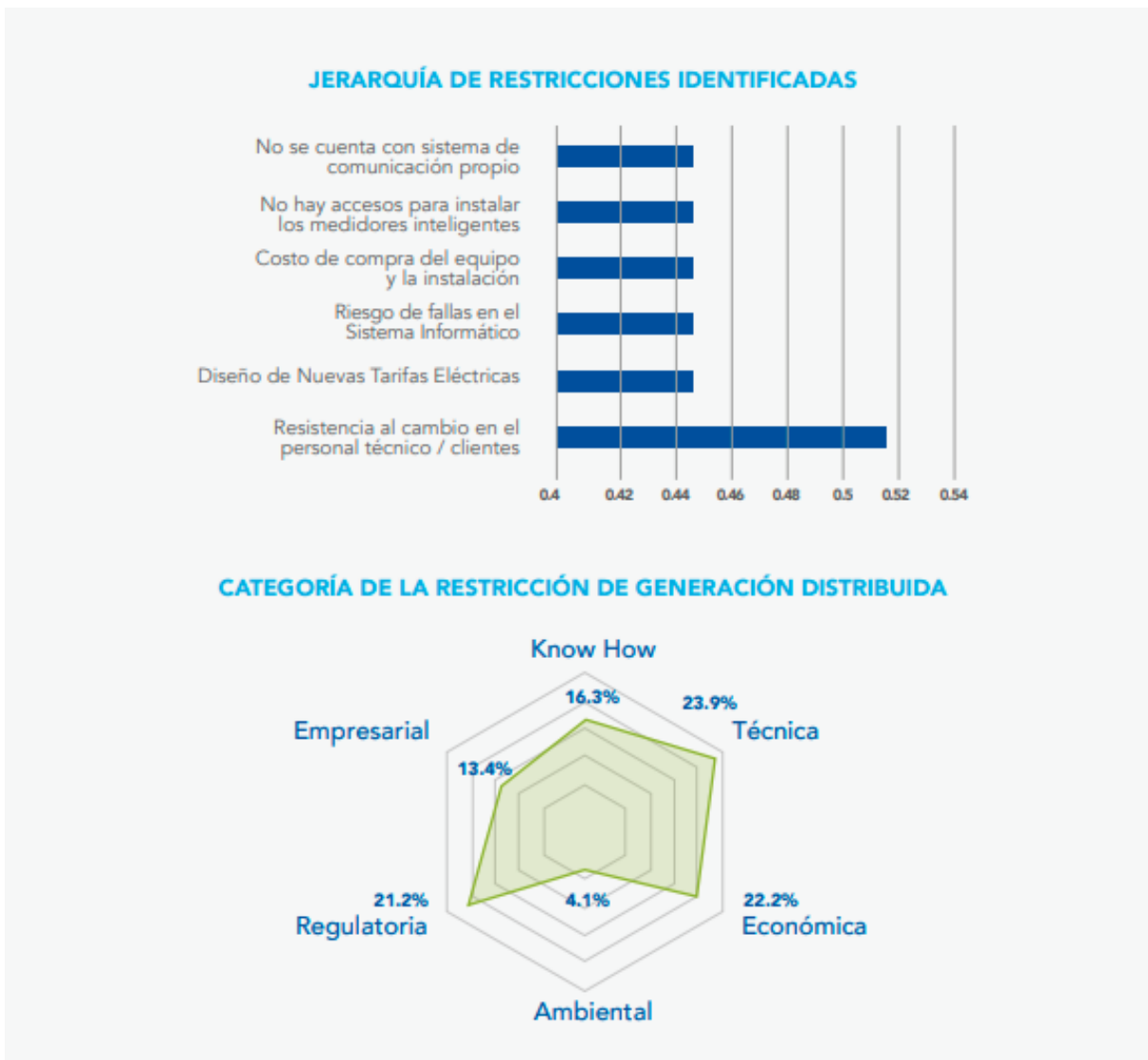


No se cuenta con sistema de comunicación propio, donde las principales barreras que considera la EDE son regulatoria, técnica y económica.

Para la implementación de los SMI, las principales barreras son regulatorias, técnicas y económicas, además la restricción con mayor índice y mayor problemática es la “resistencia al cambio en el personal técnico/clientes”.

Tabla 5.13: Índice de restricciones de mercado de SMI

RESTRICCIONES	INDICE
Resistencia al cambio en el personal técnico / clientes	0.52
Diseño de Nuevas Tarifas Eléctricas	0.45
Riesgo de fallas en el Sistema Informático	0.45
Costo de compra del equipo y la instalación	0.45
No hay accesos para instalar los medidores inteligentes	0.45
No se cuenta con sistema de comunicación propio	0.45

Figura 5.10: Jerarquía y Categoría de Restricciones para la SMI - ELOR

Fuente: Elaboración propia.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Protecting National, Energy, and Economic Security with Advanced Science and Technology and Ensuring Environmental Cleanup”
USA DOE/ME 0030 Setiembre del 2003
- [2] “Grid 2030” A National Vision for Electricity’s Second 100 Years
USA DOE/ME 0030 Julio del 2003
- [3] “Energía 2020: Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura” COM (2010) 639 final
- [4] Generación Distribuida, Autoconsumo y Redes Inteligentes
Antonio Colmenar S, David Borge D, Eduardo Collado F y Manuel Alonso Castro
UNED España 2016
- [5] Methodology for the identification, evaluation and prioritization of market handicaps which prevent the implementation of Demand Response: Application to European electricity markets. UPV – España.
- [6] Eje 3: Innovación en la distribución y la comercialización minorista
Primer Entregable Análisis preliminar de las mejoras practicas basadas en las experiencias internacionales
Autores: Tomás Gómez, Pablo Rodilla, Rafael Cossent y Paolo Mastropietro
- [7] Consulting: Conceptual Frameworks Proposals Thematic Line 3: Innovation in Distribution and the Retail Market
PhD Tomas Gómez y PhD Pablo Rodilla.
- [8] Redes Inteligentes: Oportunidades de Desarrollo y Estrategia de Implementación en Chile - Eclareon y CITCEA 2013 - Chile



 @MinemPeru

www.gob.pe/minem

Av. Las Artes Sur N° 260, San Borja, Lima

Central telefónica: (+511) 411-1100