



PLAN OPERATIVO 2019

DECLARACIÓN DE PRINCIPIOS

El Plan Operativo 2019 de EGESUR se constituye como una herramienta de gestión que orienta el desempeño de la institución hacia el logro de resultados coherentes con el Plan Estratégico de EGESUR 2018-2021, el Plan Estratégico de FONAFE y del Sector Energía y Minas, al que pertenece.

PLAN OPERATIVO EGESUR 2019

I.- Aspectos Generales

1.1. Naturaleza Jurídica

La Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. - EGESUR, es una empresa estatal de derecho privado y se rige por la Ley de la Actividad Empresarial del Estado, bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE. EGESUR fue creada por acuerdo de la COPRI del 05 de setiembre de 1994 sobre los activos y pasivos de las Centrales Hidroeléctricas de Aricota 1 y 2 y Térmicas de Para y Calana.

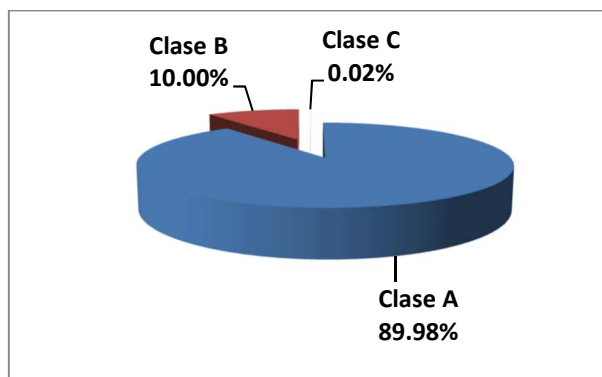
1.2. Objeto Social

EGESUR tiene por objeto generar y suministrar energía eléctrica a sus clientes de los mercados Regulados, Libres y al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN, así como cualquier otra actividad conexa con su giro principal.

1.3. Accionariado

De conformidad a lo establecido en el Estatuto Social de EGESUR, el Capital Social de la Empresa, pertenece el 100% al Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – FONAFE, el mismo que está compuesto por tres tipos de clases, debidamente inscritos en los Registros Públicos de Tacna.

Accionariado de EGESUR



1.4. Directorio

Presidente de Directorio:

- Chávez Salas, Napoleón Francisco: Designado con fecha de 19 de enero de 2017.

Directores:

- Aquino Albino, Rubén: Designado con fecha 26 de enero de 2012.
- Bardales Napuri, Luis Miguel: Designado con fecha 23 de diciembre de 2015.
- Añorga Müller, Erick Andrés: Designado con fecha 12 de setiembre de 2016

1.5. Gerencias principales

Gerente General:

- Flores Carcahusto, Juan: Designado con fecha 28 de abril de 2011.

Gerente Comercial:

- Mosquera Castillo, José: Designado con fecha 20 de febrero de 2002.

Gerente de Producción (e):

- Landa González, Jean Carlos: Designado desde el 19 de diciembre de 2018.

Gerente de Administración y Finanzas:

- Huaco Arenas, Zhórzhih: Designado con fecha 26 de junio de 2017.

Gerente de Proyectos y Obras:

- Azcue Mollinedo, Oscar: Designado con fecha 19 de junio de 2018.

1.6. Marco Regulatorio

Las actividades de EGESUR se encuentran reguladas por:

- Ley N° 27170 - Ley del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE, su Reglamento, y modificatorias.
- Decreto Legislativo N° 1031 - Decreto Legislativo que Promueve la Eficiencia de la Actividad Empresarial del Estado y su Reglamento.
- Decreto Supremo N° 176-2010/EF, Reglamento del Decreto Legislativo N° 1031 que promueve la eficiencia de la actividad empresarial del Estado.
- Ley N° 28411 - Ley General del Sistema Nacional de Presupuesto.
- Ley N° 28832 - Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica.
- Ley N° 27293 - Ley del Sistema Nacional de Inversión Pública, su Reglamento y normas modificatorias y complementarias.
- Decreto Legislativo N° 1017 - Ley de Contrataciones del Estado, su Reglamento y normas modificatorias y complementarias.
- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias.
- Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas y sus modificatorias.
- Código del Buen Gobierno Corporativo, aprobado por Acuerdo de Directorio N° 001- 2006/004-FONAFE, y modificatorias.
- Código Marco de Control Interno de las Empresas del Estado, aprobado por Acuerdo de Directorio N° 001-2006/028-FONAFE y modificatorias.

1.7. Estructura organizacional de la Empresa

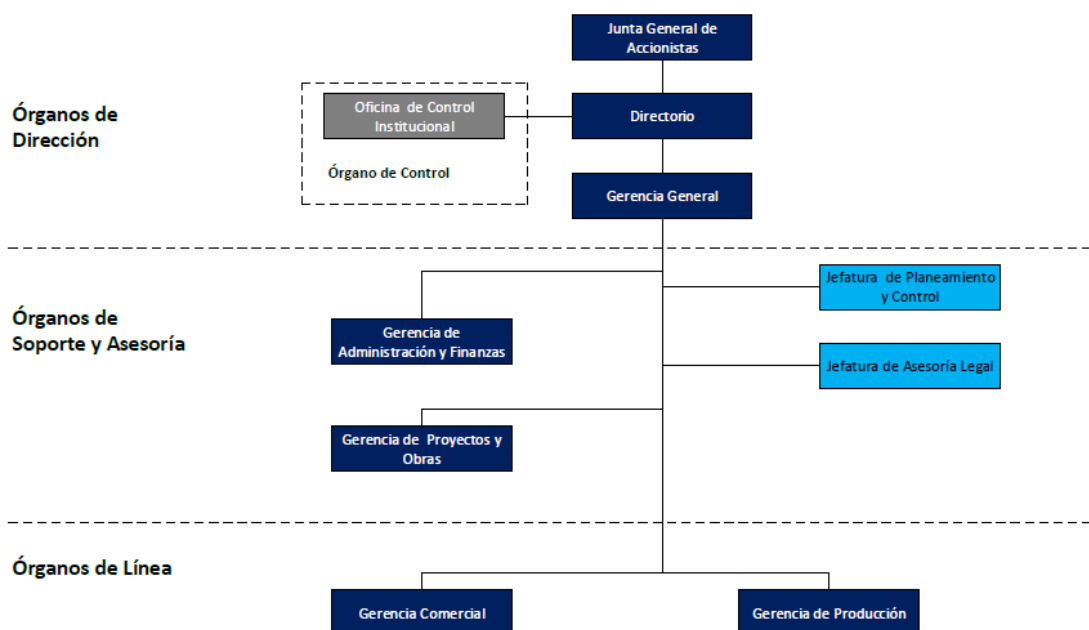
Con Acuerdo de Directorio N° 054-2017/S.D. 549-EGESUR del 14 de diciembre de 2017, se aprobó la nueva estructura organizacional de EGESUR en el Manual de Organización y Funciones (MOF), acorde con los objetivos estratégicos de la Empresa, así como para optimizar sus recursos y satisfacer las necesidades operativas.

La estructura organizacional está conformada por las siguientes gerencias y órgano de control:

- Gerencia General
- Gerencia de Producción
- Gerencia Comercial
- Gerencia de Proyectos y Obras
- Gerencia de Administración y Finanzas
- Órgano de Control Institucional

La estructura organizacional de EGESUR es la siguiente:

ORGANIGRAMA EGESUR



1.8. Factores críticos de éxito

- Incrementar nuevos contratos de venta de energía.
- Mantener la disponibilidad de los equipos de generación.
- Iniciar la ejecución de obras del proyecto CC.HH. Moquegua 1 y 3 y el proyecto C.H. Aricota 3.
- Incrementar el nivel de madurez de los sistemas de gestión empresarial.
- Incrementar la competencia del personal en puestos claves.
- Implementar el modelo de gestión corporativa de RR.HH.
- Reducir el gasto administrativo.
- Mantener buenas relaciones con los grupos de interés.
- Optimizar el uso de recursos financieros en comparación a periodos anteriores.

1.9. Área de Influencia

EGESUR cuenta con tres centrales de generación eléctrica. Las centrales hidráulicas de Aricota, conformadas por la C.H. Aricota 1 y la C.H. Aricota 2, que se encuentran ubicadas en el distrito de Curibaya, provincia Candarave.

La central térmica de Independencia, que comprende 4 grupos de generación en la provincia de Pisco - Ica, resulta de la ejecución del proyecto de Conversión de los grupos de la Central Térmica Calana para la operación con gas natural, iniciando operaciones en el mes de octubre de 2010.

La Sede Administrativa se encuentra ubicada en Av. Ejército s/n el Centro Poblado Mayor de Para Grande, distrito, provincia y departamento de Tacna. Comercialmente, el área de influencia de EGESUR está comprendida por los clientes que se encuentran conectados al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

1.10. Soporte operativo

EGESUR cuenta con tres centrales de generación eléctrica operativas, cuya potencia instalada es de 59.6 MW, distribuida de la siguiente manera:

Central	Potencia Efectiva (MW)
C.H. Aricota I	23,8
C.H. Aricota II	11,9
C.T. Independencia	22,9

1.11. Logros:

a. Principales logros esperados a obtener en el año 2019

- Inicio de la ejecución de obras del proyecto Moquegua 1 y 3
- Licitación de obras del proyecto Aricota 3.
- Implementación del Modelo de Gestión Corporativa de RRHH.
- Implementación de nueva estructura orgánica de EGESUR.
- Elaboración del Estudio de Factibilidad del proyecto Tambo 1.
- Incrementar el nivel de madurez de responsabilidad social.
- Implementar el Sistema de Gestión de Riesgos en todos los procesos de la empresa acorde a los nuevos lineamientos de FONAFE.
- Recertificar la norma ISO 9001 (Sistema de Gestión Calidad)

II.- Líneas de negocio de la Empresa.

2.1. Descripción de las Líneas de negocio de la empresa

La Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. tiene como línea de negocio la generación y comercialización de energía eléctrica a las empresas distribuidoras como de clientes Libres y Regulados.

2.2. Información cuantitativa de líneas de negocio de los años: Real año 2017, Estimado año 2018, Previsto año 2019.

a. Información General

Concepto	Unidad	2017 Real	2018 Estimado	2019 Previsto
Producción	MWh	259,422.84	236,708.69	237,529.10
Compra	MWh	1,479.13	0	681.00
Consumo Propio y Pérdidas	MWh	6,067.23	5,733.21	6,225.44
Venta total de Energía	MWh	254,804.74	230,975.49	231,303.66
- Venta de energía a clientes libres	MWh	1,101.90	4,792.99	8,124.03
- Venta de energía a clientes regulados	MWh	182,306.73	149,743.13	184,598.18
- Venta de energía al COES	MWh	71,396.45	76,439.36	38,581.46

III.- Plan Estratégico

3.1. Misión

Somos una empresa pública en crecimiento, dedicada a la generación y comercialización responsable de energía eléctrica mediante el uso óptimo de los recursos y la tecnología; contribuyendo al desarrollo

sustentable del país y a la satisfacción de nuestros grupos de interés, en un atractivo entorno laboral que impulsa la permanente creación de valor.

3.2. Visión

Ser una empresa pública referente en el sector eléctrico por su modelo de gestión eficiente, responsable, competitivo y de crecimiento constante.

3.3. Valores

- **Excelencia en el Servicio**
Buscamos la excelencia en la gestión de nuestros procesos y en el servicio que brindamos a nuestros clientes externos e internos, con el objetivo de agregar valor y superar las metas que nos trazamos.
- **Compromiso**
Somos una empresa comprometida con el desarrollo y crecimiento de nuestros colaboradores, las comunidades y nuestros clientes, velando por la sostenibilidad de nuestras operaciones y el cumplimiento responsable de nuestros compromisos.
- **Integridad**
Actuamos basados en principios éticos, siendo consecuentes, honestos, veraces y justos. Respetamos la diversidad en todo su sentido, la pluralidad de opiniones y creencias en base a las normas establecidas.
- **Innovación**
Promovemos la generación de valor en la empresa mediante la implementación de ideas originales y nuevas tecnologías, que contribuyan al logro de nuestros objetivos.
- **Liderazgo**
Buscamos permanentemente ser mejores, damos lo mejor de nosotros, asumiendo nuestra responsabilidad por el éxito individual y del equipo. Somos colaboradores y competitivos.

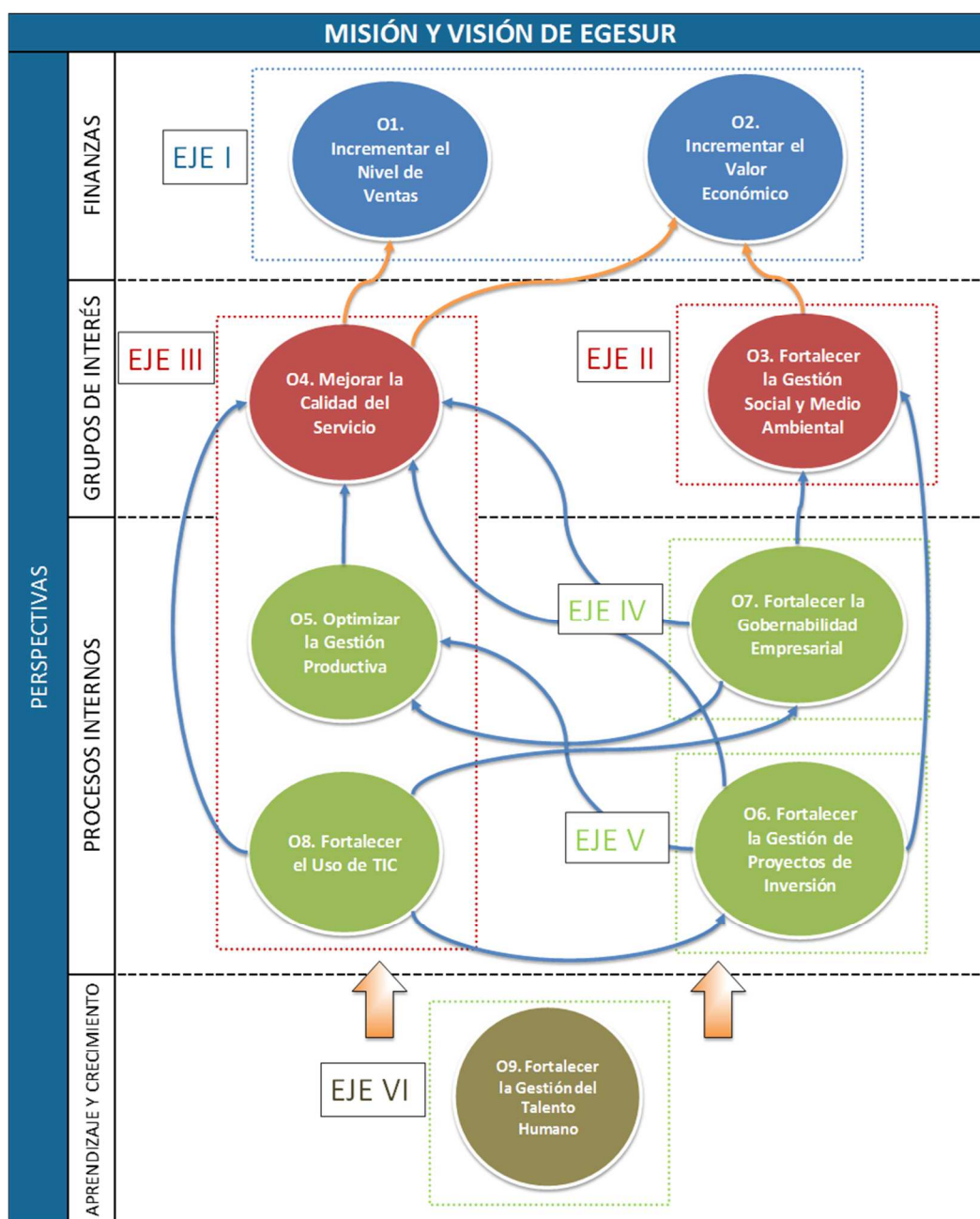
3.4. Horizonte del Plan Estratégico

El Plan Estratégico de la empresa se ha elaborado siguiendo las directivas vigentes de FONAFE y contempla un horizonte desde el 2018 al año 2021.

3.5. Objetivos Estratégicos, Indicadores y Metas

OBJETIVOS ESTRATÉGICOS	ACCIÓN ESTRATÉGICA	INDICADOR	UNIDAD DE MEDIDA	LÍNEA BASE		METAS ANUALES					FORMA DE CÁLCULO	FUENTE AUDITABLE	RESPONSABLE
				Año	Valor	2017	2018	2019	2020	2021			
O1. Incrementar el nivel de ventas	1.1 Desarrollar estrategias comerciales optimizadas	Margen de Ventas	Porcentaje	2016	3.82%	8.54%	8.28%	9.91%	16.70%	21.80%	$(\text{Ganancia (Pérdida) Neta del Ejercicio} / \text{Total de Ingresos de Actividades Ordinarias del Ejercicio}) \times 100$	EEFF	C
O2. Incrementar el Valor Económico	2.1 Optimizar los indicadores financieros y económicos	Rotación de Activos	Porcentaje	2016	38.50%	34.84%	22.17%	27.66%	28.23%	32.20%	$\Sigma \text{ Ventas del Ejercicio} / \Sigma \text{ Activos del Ejercicio}$	EEFF	A
		Ratio Gasto Administrativo - Producción	Soles / MWh	2016	24.25	23.80	22.42	21.61	18.46	16.22	$(\text{Gastos de Administración del Ejercicio} / \text{Producción del Ejercicio})$	EEFF	A
O3. Fortalecer la gestión social y medio ambiental	3.1 Mantener Buenas relaciones con nuestros grupos de interés	Cumplimiento de Plan de RSE	Porcentaje	2016	100%	90%	90%	90%	90%	90%	$(\text{Número de actividades ejecutadas} / \text{Número de Actividades Planificadas}) \times 100$	Informe de RSE	GP
	3.2 Optimizar el Sistema de Gestión Ambiental	Cumplimiento de Plan de Gestión Ambiental	Porcentaje	2016	100%	100%	100%	100%	100%	100%	$(\text{Número de actividades implementadas} / \text{Número de Actividades Programadas}) \times 100$	Informe de Gestión Ambiental	AS
O4. Mejorar la calidad del servicio	4.1 Fortalecer el Sistema de Gestión de Calidad	Auditorías al SGC	Porcentaje	2016	100%	100%	100%	100%	100%	100%	$(\text{N}^{\circ} \text{ de auditorías ejecutadas} / \text{N}^{\circ} \text{ de auditorías Planificadas}) \times 100$	Informe de SGC	GP
		Cumplimiento de Objetivos de Calidad	Porcentaje	2016	100%	100%	100%	100%	100%	100%	Promedio Porcentual del Índice de Cumplimiento de Objetivos de Calidad	Informe de SGC	GP
O5. Optimizar la Gestión Productiva	5.1 Incrementar la disponibilidad de los grupos de generación	Disponibilidad Global Promedio de los grupos de Generación	Porcentaje	2016	92%	94%	94%	94%	94%	94%	$[1 - ((\text{horas indisponibles forzadas} + \text{programadas}) / (\text{horas del período} \times \text{N}^{\circ} \text{ Grupos}))] \times 100$		
	5.1 Incrementar la producción de energía	Cumplimiento de Programa de Producción	Porcentaje	2016	100%	95%	95%	95%	95%	95%	GWh Producidos / GWh Planificados	Informe de Gestión Producción	P
	5.2 Optimizar la Gestión del Sistema Logístico	Cumplimiento de la Partida de Gastos de Capital No Ligado a Proyectos	Porcentaje	2016	100%	100%	100%	100%	100%	100%	$(\text{Presupuesto Ejecutado} / \text{Presupuesto Programado}) \times 100$	Informe de Gestión Logística	A/P/C
		Gestión del Plan Anual de Contrataciones	Porcentaje	2016	89.19%	90%	90%	90%	90%	90%	$(\text{Presupuesto Ejecutado PAC} / \text{Presupuesto Programado Anual de los procesos del PAC}) \times 100$	Informe de Gestión Logística	AL
O6. Fortalecer la Gestión de Proyectos de Inversión	6.1 Incrementar el cumplimiento de ejecución de actividades de proyectos de inversión.	Cumplimiento del Plan Anual de Proyectos de Inversión	Porcentaje	2016	--	100%	100%	100%	100%	100%	$(\text{Número de actividades implementadas} / \text{Número de Actividades Programadas}) \times 100$	Informe de Proyectos	CP
O7. Fortalecer la gobernabilidad empresarial	7.1 Fortalecer el Código de Buen Gobierno Corporativo	Cumplimiento del Plan Anual de Implementación del CBGC	Porcentaje	2016	--	100%	100%	100%	100%	100%	$(\text{Número de actividades implementadas} / \text{Número de Actividades Programadas}) \times 100$	Informe del CBGC	GP
	7.2 Fortalecer el Sistema de Control Interno	Cumplimiento del Plan Anual de Implementación del SCI	Porcentaje	2016	--	100%	100%	100%	100%	100%	$(\text{Número de actividades implementadas} / \text{Número de Actividades Programadas}) \times 100$	Informe del SCI	GP
	7.3 Fortalecer el Sistema de Gestión Integral de Riesgos	Cumplimiento del Plan Anual de Implementación del SEAR	Porcentaje	2016	--	100%	100%	100%	100%	100%	$(\text{Número de actividades implementadas} / \text{Número de Actividades Programadas}) \times 100$	Informe del SEAR	GP
O8. Fortalecer el uso de TIC	8.1 Incrementar el cumplimiento de los programas de implementación de TIC	Cumplimiento del Programa Anual de TIC	Porcentaje	2016	100%	100%	100%	100%	100%	100%	$(\text{Número de actividades implementadas} / \text{Número de Actividades Programadas}) \times 100$	Informe de TIC	AT
O9. Fortalecer la gestión del talento Humano	9.1 Fortalecer las capacidades y el desempeño del personal	Cumplimiento del Programa de Capacitación	Porcentaje	2016	74.00%	95%	95%	95%	95%	95%	$(\text{Número de cursos impartidos} / \text{Número de cursos planificados}) \times 100$	Informe de Personal	AP
		Cumplimiento del Programa de Mejora de Clima Laboral	Porcentaje	2016	--	100%	100%	100%	100%	100%	$(\text{Número de actividades implementadas} / \text{Número de Actividades Programadas}) \times 100$	Informe de Personal	AP

3.6. Mapa estratégico



3.7. Nivel previsto de cumplimiento de los Principios de Gobierno Corporativo estimado para el año 2018.

Según el Plan estratégico de EGESUR para los años 2017 – 2021, se ha contemplado alcanzar un 56% de implementación del Código de Buen Gobierno Corporativo al cierre del 2018 según la herramienta de evaluación del CBG diseñada y compartida por FONAFE.

3.8. Nivel previsto de cumplimiento de los Principios de Gobierno Corporativo para el año 2019.

Según el Plan estratégico de EGESUR para los años 2017 – 2021, se ha contemplado alcanzar un 59% de implementación del Código de Buen Gobierno Corporativo al cierre del 2019 según la herramienta de evaluación del CBG diseñada y compartida por FONAFE.

IV.- Plan Operativo

4.1 Plan Operativo 2018: Avance de indicadores al III Trimestre y estimación al cierre del año, según Cuadro N° 1.

Objetivo Estratégico	Objetivo Específico	Indicador	Forma de cálculo	Unidad de Medida	Ponderación (%)	Meta Al IV Trim	Ejecución Al III Trim	Estimación Al IV Trim
O1. Incrementar el nivel de ventas	1.1 Desarrollar estrategias comerciales optimizadas	Margen de Ventas	$(\text{Ganancia (Pérdida) Neta del Ejercicio} / \text{Total de Ingresos de Actividades Ordinarias del Ejercicio}) \times 100$	Porcentaje	5.88%	8.80%	8.27%	8.80%
O2. Incrementar el Valor Económico	2.1 Optimizar los indicadores financieros y económicos	Rotación de Activos	$\Sigma \text{ Ventas del Ejercicio} / \Sigma \text{ Activos del Ejercicio}$	Porcentaje	5.88%	23.00%	26.35%	23.00%
		Ratio Gasto Administrativo - Producción	$(\text{Gastos de Administración del Ejercicio} / \text{Producción del Ejercicio})$	Soles / MWh	5.88%	23.62	18.87	23.62
O3. Fortalecer la gestión social y medio ambiental	3.1 Mantener Buenas relaciones con nuestros grupos de interés	Cumplimiento de Plan de RSE	$(\text{Número de actividades ejecutadas} / \text{Número de Actividades Planificadas}) \times 100$	Porcentaje	5.88%	100.00%	100.00%	100.00%
	3.2 Optimizar el Sistema de Gestión Ambiental	Cumplimiento de Plan de Gestión Ambiental	$(\text{Número de actividades implementadas} / \text{Número de Actividades Programadas}) \times 100$	Porcentaje	5.88%	100.00%	100.00%	100.00%
O4. Mejorar la calidad del servicio	4.1 Fortalecer el Sistema de Gestión de Calidad	Auditorías al SGC	$(\text{N° de auditorías ejecutadas} / \text{N° de auditorías Planificadas}) \times 100$	Porcentaje	5.88%	100.00%	100.00%	100.00%
		Cumplimiento de Objetivos de Calidad	Promedio Porcentual del Índice de Cumplimiento de Objetivos de Calidad	Porcentaje	5.88%	100.00%	100.00%	100.00%
O5. Optimizar la Gestión Productiva	5.1 Incrementar la producción de energía	Cumplimiento de Programa de Producción	GWh Producidos / GWh Planificados	Porcentaje	5.88%	100.00%	98.20%	100.00%

	5.2 Optimizar la Gestión del Sistema Logístico	Cumplimiento de la Partida de Gastos de Capital No Ligado a Proyectos	(Presupuesto Ejecutado / Presupuesto Programado) x 100	Porcentaje	5.88%	100.00%	5.47%	100.00%
		Gestión del Plan Anual de Contrataciones	(Presupuesto Ejecutado PAC / Presupuesto Programado Anual de los procesos del PAC) x 100	Porcentaje	5.88%	90.00%	56%	90.00%
O6. Fortalecer la Gestión de Proyectos de Inversión	6.1 Incrementar el cumplimiento de ejecución de actividades de proyectos de inversión.	Cumplimiento del Plan Anual de Proyectos de Inversión	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100	Porcentaje	5.88%	100.00%	100.00%	100.00%
O7. Fortalecer la gobernabilidad empresarial	7.1 Incrementar el cumplimiento del Código de Buen Gobierno Corporativo	Cumplimiento del Plan Anual de Implementación del CBGC	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100	Porcentaje	5.88%	100.00%	37.82%	100.00%
	7.2 Incrementar el cumplimiento del Sistema de Control Interno	Cumplimiento del Plan Anual de Implementación del SCI	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100	Porcentaje	5.88%	100.00%	30.26%	100.00%
	7.3 Incrementar el cumplimiento del SEAR	Cumplimiento del Plan Anual de Implementación del SEAR	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100	Porcentaje	5.88%	100.00%	100.00%	100.00%
O8. Fortalecer el uso de TIC	8.1 Incrementar el cumplimiento de los programas de implementación de TIC	Cumplimiento del Programa Anual de TIC	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100	Porcentaje	5.88%	100.00%	100.00%	100.00%
O9. Fortalecer la gestión del talento Humano	9.1 Fortalecer las capacidades y el desempeño del personal	Cumplimiento del Programa de Capacitación	(Número de cursos impartidos / Número de cursos planificados) * 100	Porcentaje	5.88%	100.00%	85.71%	100.00%
		Cumplimiento del Programa de Mejora de Clima Laboral	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100	Porcentaje	5.88%	100.00%	33.33%	100.00%

4.2 Matriz del Plan Operativo 2019, según el Cuadro N° 2.

Cuadro N° 2

Matriz del Plan Operativo 2019

OBJETIVO ESTRATEGICO		OBJETIVO OPERATIVO		INDICADOR OPERATIVO	FÓRMULA	UNIDAD DE MEDIDA	PONDERACION	META 2019				PRESUPUESTO			
								AL I TRIM.	AL II TRIM.	AL III TRIM.	AL IV TRIM.	MONTO (soles)	ASIGNACIÓN POR RUBRO (%)		
													Compra de Bienes	Gastos de Personal	Servicios prestados por terceros
1	O1. Incrementar el nivel de ventas	1	1.1. Desarrollar estrategias comerciales optimizadas	Margen de Ventas	(Ganancia (Pérdida) Neta del Ejercicio / Total de Ingresos de Actividades Ordinarias del Ejercicio) x 100	Porcentaje	4.00%	10.54%	8.96%	8.50%	8.02%	192,274	0.00%	28.62%	71.38%
2	O2. Incrementar el Valor Económico	1	2.1. Optimizar los indicadores financieros y económicos	EBITDA	Utilidad Operativa + Depreciación + Amortización	S/	5.00%	3,991,746	7,291,802	10,671,812	13,744,102	16,507	0.00%	100.00%	0.00%
				ROE	Ganancia (pérdida) Neta del ejercicio / Patrimonio x 100	Porcentaje	5.00%	1.19%	2.03%	2.89%	3,58%	27,512	0.00%	100.00%	0.00%
				Rotación de Activos	Σ Ventas del Ejercicio / Σ Activos del Ejercicio	Porcentaje	4.00%	7.92%	14.34%	18.77%	24.04%	22,010	0.00%	100.00%	0.00%
				Ratio Gasto Administrativo - Producción	(Gastos de Administración del Ejercicio / Producción del Ejercicio)	Soles/MWh	4.00%	18.96	19.92	19.34	21.29	16,507	0.00	1.00	0.00
3	O3. Fortalecer la gestión social y medio ambiental	1	3.1. Mantener Buenas relaciones con nuestros grupos de interés	Cumplimiento de Plan de RSE	(Número de actividades ejecutadas / Número de Actividades Planificadas)* 100	Porcentaje	5.00%	10.00%	30.00%	60.00%	100.00%	240,000	10.00%	10.00%	80.00%
		2	3.2 Optimizar el Sistema de Gestión Ambiental	Cumplimiento de Plan de Gestión Ambiental	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100	Porcentaje	4.00%	10.00%	40.00%	70.00%	100.00%	61,825	0.00%	44.50%	55.50%
				Hallazgos de OEFA subsanados	(Hallazgos subsanados en el periodo / (Hallazgos pendientes al 31/12/17 + Hallazgos encontrados del 01/01/18 hasta el 31/10/18)) x 100	Porcentaje	5.00%	10.00%	40.00%	70.00%	100.00%	89,337	0.00%	61.59%	38.41%

4	O4. Mejorar la calidad del servicio	1	4.1. Fortalecer el Sistema de Gestión de Calidad	Auditorías al SGC	(N° de auditorías ejecutadas / N° de auditorías Planificadas) x 100	Porcentaje	4.00%	0.00%	50.00%	70.00%	100.00%	39,027	0.00%	42.30%	57.70%
				Cumplimiento de Objetivos de Calidad	Promedio Porcentual del Índice de Cumplimiento de Objetivos de Calidad	Porcentaje	5.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	50,820	0.00%	32.48%	67.52%
5	O5. Optimizar la Gestión Productiva	1	5.1. Incrementar la producción de energía	Cumplimiento de Programa de Producción	GWh Producidos / GWh Planificados	Porcentaje	4.00%	15.00%	45.00%	65.00%	95.00%	621,248	82.29%	17.71%	0.00%
		2	5.2. Mejorar la eficiencia operativa	Disponibilidad de grupos de generación	$D = [1 - \{(HP + HF) / (HT \times N)\}] \times 100$ Donde: HP: Horas de parada programadas de las unidades de generación HF: Horas de paradas forzadas de las unidades de generación HT: Horas totales del período N: Número de unidades de generación	Porcentaje	5.00%	94.00%	94.00%	94.00%	94.00%	368,312	92.53%	7.47%	0.00%
		3	5.3. Optimizar la Gestión del Sistema Logístico	Cumplimiento de la Partida de Gastos de Capital No Ligado a Proyectos	(Presupuesto Ejecutado / Presupuesto Programado) x 100	Porcentaje	5.00%	10.00%	30.00%	60.00%	100.00%	55,024	0.00%	100.00%	0.00%
				Gestión del Plan Anual de Contrataciones	(Presupuesto Ejecutado PAC / Presupuesto Programado Anual de los procesos del PAC) x 100	Porcentaje	4.00%	10.00%	30.00%	60.00%	100.00%	75,401	0.00%	72.98%	27.02%
6	O6. Fortalecer la Gestión de Proyectos de Inversión	1	6.1. Incrementar el cumplimiento de ejecución de actividades de proyectos de inversión.	Cumplimiento del Plan Anual de Proyectos de Inversión	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100	Porcentaje	4.00%	10.00%	40.00%	65.00%	100.00%	110,048	0.00%	100.00%	0.00%
				Eficiencia de inversiones FBK	(Monto ejecutado FBK / Monto inicial aprobado FBK) x 100	Porcentaje	5.00%	10.00%	40.00%	65.00%	100.00%	56,040	0.00%	49.09%	50.91%

7	O7. Fortalecer la gobernabilidad empresarial	1	7.1. Incrementar el cumplimiento del Código de Buen Gobierno Corporativo	Cumplimiento del Plan Anual de Implementación del CBGC	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100	Porcentaje	5.00%	20.00%	40.00%	70.00%	100.00%	69,288	0.00%	79.41%	20.59%
		2	7.2. Incrementar el cumplimiento del Sistema de Control Interno	Cumplimiento del Plan Anual de Implementación del SCI	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100	Porcentaje	5.00%	20.00%	40.00%	70.00%	100.00%	71,285	0.00%	77.19%	22.81%
		3	7.3. Incrementar el cumplimiento del SEAR	Cumplimiento del Plan Anual de Implementación del SEAR	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100	Porcentaje	4.00%	20.00%	40.00%	70.00%	100.00%	43,773	0.00%	62.85%	37.15%
8	O8. Fortalecer el uso de TIC	1	8.1. Incrementar el cumplimiento de los programas de implementación de TIC	Cumplimiento del Programa Anual de TIC	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100	Porcentaje	4.00%	10.00%	40.00%	70.00%	100.00%	71,285	0.00%	77.19%	22.81%
9	O9. Fortalecer la gestión del talento Humano	1	9.1 Fortalecer las capacidades y el desempeño del personal	Nivel del Cumplimiento del PACA	$(0.7 \times \text{N}^\circ \text{ x (cursos realizados/total de cursos programados) + } 0.3 \times \text{(monto presupuesto ejecutado / monto presupuesto aprobado)}) \times 100$	Porcentaje	5.00%	10.00%	40.00%	65.00%	100.00%	27,512	0.00%	100.00%	0.00%
				Cumplimiento del Programa de Mejora de Clima Laboral	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100	Porcentaje	5.00%	10.00%	40.00%	70.00%	100.00%	47,889	0.00%	57.45%	42.55%

4.3 Ficha técnica del indicador, según Cuadro N° 3.

Perspectiva	Financiera			
Objetivo Estratégico	Incrementar el nivel de ventas			
Objetivo Operativo	Desarrollar estrategias comerciales optimizadas.			
Margen de Ventas				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	(Ganancia (Pérdida) Neta del Ejercicio / Total de Ingresos de Actividades Ordinarias del Ejercicio) x 100			
Fuente auditable	Estados Financieros			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		3.82%	8.54%	8.28%
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	10.54%	8.96%	8.50%	8.02%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	16.70%	21.80%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Incremento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
Ganancia (Pérdida) Neta del Ejercicio				
Análisis de la evolución del componente 2				
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias del Ejercicio				
Justificación en las metas propuestas				
Según lo establecido en las ventas proyectadas en el Margen Comercial.				

Perspectiva	Financiera			
Objetivo Estratégico	Incrementar el nivel de ventas			
Objetivo Operativo	Optimizar los indicadores financieros y económicos			
EBITDA				
Unidad de Medida	S/			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	Utilidad Operativa + Amortización + Depreciación			
Fuente auditable	Estados Financieros			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		-	-	-
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	3,991,746	7,291,802	10,671,812	13,744,102
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	-	-		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Incremento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
Utilidad Operativa				
Análisis de la evolución del componente 2				
Amortización				
Análisis de la evolución del componente n				
Amortización				
Justificación en las metas propuestas				
Según lo establecido en las ventas proyectadas en el Margen Comercial.				

Perspectiva	Financiera			
Objetivo Estratégico	Incrementar el nivel de ventas			
Objetivo Operativo	Optimizar los indicadores financieros y económicos			
ROE				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	Ganancia (pérdida) Neta del ejercicio / Patrimonio x 100			
Fuente auditable	Estados Financieros			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		1.79%	4.08%	4.29%
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	1.19%	2.03%	2.89%	3,58%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	8.33%	10.86%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Incremento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
Ganancia (pérdida) Neta del ejercicio				
Análisis de la evolución del componente 2				
Patrimonio				
Justificación en las metas propuestas				
Según lo establecido en las ventas proyectadas en el Margen Comercial.				

Perspectiva	Financiera			
Objetivo Estratégico	Incrementar el valor económico			
Objetivo Operativo	Optimizar los indicadores financieros y económicos			
Rotación de activos				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	Σ Ventas del Ejercicio / Σ Activos del Ejercicio			
Fuente auditable	Estados Financieros			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		38.50%	34.84%	22.17%
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	7.92%	14.34%	18.77%	24.04%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	28.23%	32.20%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Incremento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
Ventas del Ejercicio				
Análisis de la evolución del componente 2				
Activos del Ejercicio				
Justificación en las metas propuestas				
Según lo establecido en las ventas proyectadas en el Margen Comercial.				

Perspectiva	Financiera			
Objetivo Estratégico	Incrementar el valor económico			
Objetivo Operativo	Optimizar los indicadores financieros y económicos			
Ratio Gasto Administrativo - Producción				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CR			
Fórmula de cálculo	(Gastos de Administración del Ejercicio / Producción del Ejercicio)			
Fuente auditable	Estados Financieros			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		22.83%	23.80%	22.42%
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	18.96	19.92	19.34	21.29
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	18.46%	16.22%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a disminuir.				
Análisis de la evolución del componente 1				
Gastos de Administración del Ejercicio				
Análisis de la evolución del componente 2				
Producción del Ejercicio				
Justificación en las metas propuestas				
Según lo establecido en las ventas proyectadas en el Margen Comercial.				

Perspectiva	Social y Ambiental			
Objetivo Estratégico	Fortalecer la Gestión Social y Medio Ambiental			
Objetivo Operativo	Mantener Buenas relaciones con nuestros grupos de interés			
Cumplimiento de Plan de RSE				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	(Número de actividades ejecutadas / Número de Actividades Planificadas)* 100			
Fuente auditable	Informe de RSE			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		100%	90%	90%
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	10%	30%	60%	100%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	90%	90%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Incremento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
Número de actividades ejecutadas				
Análisis de la evolución del componente 2				
Número de Actividades Planificadas				
Justificación en las metas propuestas				
Según lo establecido en el Plan Estratégico Institucional 2017- 2021.				

Perspectiva	Social y Ambiental			
Objetivo Estratégico	Fortalecer la Gestión Social y Medio Ambiental			
Objetivo Operativo	Optimizar el Sistema de Gestión Ambiental			
Hallazgos de OEFA subsanados				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	(Hallazgos subsanados en el periodo / (Hallazgos pendientes al 31/12/17 + Hallazgos encontrados del 01/01/18 hasta el 31/10/18)) x 100			
Fuente auditable	Informe de Gestión Ambiental			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		-	-	-
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	10%	40%	70%	100%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	100%	100%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Incremento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
Hallazgos subsanados en el periodo				
Análisis de la evolución del componente 2				
Hallazgos pendientes al 31/12/17				
Análisis de la evolución del componente 3				
Hallazgos encontrados del 01/01/18 hasta el 31/10/18				
Justificación en las metas propuestas				
Según lo establecido en el Plan Estratégico Institucional 2017- 2021.				

Perspectiva	Social y Ambiental			
Objetivo Estratégico	Fortalecer la Gestión Social y Medio Ambiental			
Objetivo Operativo	Optimizar el Sistema de Gestión Ambiental			
Cumplimiento de Plan de Gestión Ambiental				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100			
Fuente auditable	Informe de Gestión Ambiental			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		100%	100%	100%
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	10%	40%	70%	100%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	100%	100%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Incremento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
Número de actividades implementadas				
Análisis de la evolución del componente 2				
Número de Actividades Programadas				
Justificación en las metas propuestas				
Según lo establecido en el Plan Estratégico Institucional 2017- 2021.				

Perspectiva	Procesos			
Objetivo Estratégico	Mejorar la calidad del servicio			
Objetivo Operativo	Fortalecer el Sistema de Gestión de Calidad			
Auditorías al SGC				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	(N° de auditorías ejecutadas / N° de auditorías Planificadas) x 100			
Fuente auditable	Informe de SGC			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		100%	100%	100%
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	0%	50%	70%	100%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	100%	100%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Incremento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
N° de auditorías ejecutadas				
Análisis de la evolución del componente 2				
N° de auditorías Planificadas				
Justificación en las metas propuestas				
Según lo establecido en el Plan Estratégico Institucional 2017- 2021.				

Perspectiva	Procesos			
Objetivo Estratégico	Mejorar la calidad del servicio			
Objetivo Operativo	Fortalecer el Sistema de Gestión de Calidad			
Cumplimiento de Objetivos de Calidad				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	Promedio Porcentual del Índice de Cumplimiento de Objetivos de Calidad			
Fuente auditable	Informe de SGC			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		100%	100%	100%
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	100%	100%	100%	100%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	100%	100%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Incremento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
Promedio Porcentual del Índice de Cumplimiento de Objetivos de Calidad				
Justificación en las metas propuestas				
Según lo establecido en el Plan Estratégico Institucional 2017- 2021.				

Perspectiva	Procesos			
Objetivo Estratégico	Optimizar la Gestión Productiva			
Objetivo Operativo	Incrementar la Producción de energía			
Cumplimiento de Programa de Producción				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	GWh Producidos / GWh Planificados			
Fuente auditable	Informe de Gestión de Producción			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		100%	95%	95%
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	15%	45%	65%	95%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	95%	95%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Crecimiento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
GWh Producidos				
Análisis de la evolución del componente 2				
GWh Planificados				
Justificación en las metas propuestas				
Según lo establecido en el Plan Estratégico Institucional 2017- 2021.				

Perspectiva	Procesos			
Objetivo Estratégico	Optimizar la Gestión Productiva			
Objetivo Operativo	Optimizar la Gestión del Sistema Logístico			
Cumplimiento de la Partida de Gastos de Capital No Ligado a Proyectos				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	(Presupuesto Ejecutado / Presupuesto Programado) x 100			
Fuente auditable	Informe de Gestión de Logística			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		9.99%	80%	80%
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	10%	30%	60%	100%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	80%	80%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Crecimiento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
Presupuesto Ejecutado				
Análisis de la evolución del componente 2				
Presupuesto Programado				
Justificación en las metas propuestas				
Según lo establecido en el Plan Estratégico Institucional 2017- 2021.				

Perspectiva	Procesos			
Objetivo Estratégico	Optimizar la Gestión Productiva			
Objetivo Operativo	Mejorar la eficiencia operativa			
Disponibilidad de grupos de generación				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	D = [1-(HP+HF)/(HT x N)] x 100 Donde: HP: Horas de parada programadas de las unidades de generación HF: Horas de paradas forzadas de las unidades de generación HT: Horas totales del período N: Número de unidades de generación			
Fuente auditable	Informe de Gestión de Producción			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		92%	94%	94%
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	94%	94%	94%	94%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	94%	94%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Crecimiento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
Horas de parada programadas y forzadas de las unidades de generación				
Análisis de la evolución del componente 2				
Horas totales del período				
Análisis de la evolución del componente 3				
Número de unidades de generación				
Justificación en las metas propuestas				
Según lo establecido en el Plan Estratégico Institucional 2017- 2021.				

Perspectiva	Proyectos			
Objetivo Estratégico	Fortalecer la Gestión de Proyectos de Inversión			
Objetivo Operativo	Incrementar el cumplimiento de ejecución de actividades de proyectos de inversión.			
Cumplimiento del Plan Anual de Proyectos de Inversión				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100			
Fuente auditable	Informe de Proyectos			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		-	95%	95%
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	10%	40%	65%	100%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	95%	95%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Crecimiento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
Número de actividades implementadas				
Análisis de la evolución del componente 2				
Número de Actividades Programadas				
Justificación en las metas propuestas				
Según lo establecido en el Plan de Trabajo de los Proyectos de Inversión.				

Perspectiva	Proyectos			
Objetivo Estratégico	Fortalecer la Gestión de Proyectos de Inversión			
Objetivo Operativo	Incrementar el cumplimiento de ejecución de actividades de proyectos de inversión.			
Gestion del Plan Anual de Contrataciones				
Eficiencia de inversiones FBK				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	$\left(\frac{\text{Presupuesto Ejecutado PAC} / \text{Presupuesto Programado Anual de los procesos del PAC}}{\text{Monto ejecutado FBK} / \text{Monto inicial aprobado FBK}} \right) \times 100$			
Fuente auditable	Informe de Gestión de Logística			
Datos históricos	Año 2016	Año 2017	Año 2018*	
	89.19%	90.00%	90.00%	
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	10%	30%	65%	100%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	95%	95%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Crecimiento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
Monto ejecutado FBK				
Análisis de la evolución del componente 2				
Monto inicial aprobado FBK				
Justificación en las metas propuestas				
Según lo establecido en el Plan de Trabajo de los Proyectos de Inversión.				
Según lo establecido en el Plan Estratégico Institucional 2017- 2021.				

Perspectiva	Procesos			
Objetivo Estratégico	Fortalecer la gobernabilidad empresarial			
Objetivo Operativo	Incrementar el cumplimiento del Código de Buen Gobierno Corporativo			
Cumplimiento del Plan Anual de Implementación del CBGC				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100			
Fuente auditable	Informe de CBGC			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		36%	46%	51%
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	20%	40%	70%	100%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	60%	63%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Crecimiento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
Número de actividades implementadas				
Análisis de la evolución del componente 2				
Número de Actividades Programadas				
Justificación en las metas propuestas				

Según lo establecido en el Plan Estratégico Institucional 2017- 2021.				
Perspectiva	Procesos			
Objetivo Estratégico	Fortalecer la gobernabilidad empresarial			
Objetivo Operativo	Incrementar el cumplimiento del Sistema de Control Interno			
Cumplimiento del Plan Anual de Implementación del SCI				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100			
Fuente auditable	Informe de SCI			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		45.40%	55%	60%
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	20%	40%	70%	100%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	70%	75%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Crecimiento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
Número de actividades implementadas				
Análisis de la evolución del componente 2				
Número de Actividades Programadas				
Justificación en las metas propuestas				

Según lo establecido en el Plan Estratégico Institucional 2017- 2021.				
Perspectiva	Procesos			
Objetivo Estratégico	Fortalecer la gobernabilidad empresarial			
Objetivo Operativo	Incrementar el cumplimiento del SEAR			
Cumplimiento del Plan Anual de Implementación del SEAR				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100			
Fuente auditable	Informe de SEAR			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		-	-	-
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	20%	40%	70%	100%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	100%	100%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Crecimiento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
Número de actividades implementadas				
Análisis de la evolución del componente 2				
Número de Actividades Programadas				
Justificación en las metas propuestas				
Según lo establecido en el Plan Estratégico Institucional 2017- 2021.				

Perspectiva	Procesos			
Objetivo Estratégico	Fortalecer el uso de TIC			
Objetivo Operativo	Incrementar el cumplimiento de los programas de implementación de TIC			
Cumplimiento del Programa Anual de TIC				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100			
Fuente auditable	Informe de TIC			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		100%	100%	100%
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	10%	40%	70%	100%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	100%	100%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Crecimiento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
Número de actividades implementadas				
Análisis de la evolución del componente 2				
Número de Actividades Programadas				
Justificación en las metas propuestas				

Según lo establecido en el Plan Estratégico Institucional 2017- 2021.

Perspectiva	Procesos			
Objetivo Estratégico	Fortalecer la gestión del talento Humano			
Objetivo Operativo	Fortalecer las capacidades y el desempeño del personal			
Nivel del Cumplimiento del PACA				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	(0.7 N° x (cursos realizados/total de cursos programados) + 0.3 x (monto presupuesto ejecutado / monto presupuesto aprobado)) x 100			
Fuente auditable	Informe de Personal			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		74%	95%	95%
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	10%	40%	65%	100%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	95%	95%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Crecimiento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
cursos realizados y total de cursos programados				
Análisis de la evolución del componente 2				
monto presupuesto ejecutado y monto presupuesto aprobado				
Justificación en las metas propuestas				

Según lo establecido en el Plan Estratégico Institucional 2017- 2021.

Perspectiva	Procesos			
Objetivo Estratégico	Fortalecer la gestión del talento Humano			
Objetivo Operativo	Fortalecer las capacidades y el desempeño del personal			
Cumplimiento del Programa de Mejora de Clima Laboral				
Unidad de Medida	Porcentaje			
Tipo de indicador	CI			
Fórmula de cálculo	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 100			
Fuente auditable	Informe de Personal			
Datos históricos		Año 2016	Año 2017	Año 2018*
		45%	48%	51%
Metas	Al Trim I	Al Trim II	Al Trim III	Al Trim IV
	10%	40%	70%	100%
Proyecciones	Año 2020	Año 2021		
	57%	60%		
Valor de Referencia				
Análisis de la evolución del indicador				
El indicador tiende a estar en Continuo Crecimiento.				
Análisis de la evolución del componente 1				
Número de actividades implementadas				
Análisis de la evolución del componente 2				
Número de actividades Programadas				
Justificación en las metas propuestas				

Según lo establecido en el Plan Estratégico Institucional 2017- 2021.

V.- Presupuesto

5.1 INGRESOS

5.1.1 Ingresos Operativos

- a) Supuestos cuantitativos y cualitativos que sustentan cada uno de los conceptos de los ingresos operativos. (Tarifas, precio, tasa, tipo de cambio, volumen, entorno, tasas de crecimiento etc., según correspondan)

PRODUCCIÓN

- La producción de la CC.HH. Aricota se ha previsto con un caudal de 1.5 m3/s, a base de la autorización del ministerio de agricultura.
- La producción de la C.T. Independencia se ha revisto con una disponibilidad del 92 %, entendiéndose que la falta de disponibilidad del 8% se debe a fallas, eventos, mantenimientos, etc.
- Generación Anual de CH Aricota 1: 65,334 MWh
- Generación Anual de CH Aricota 2: 44,000 MWh
- Generación Anual de CT Independencia: 128,194 Mwh

PREMISAS DE LA VENTAS

El Margen Comercial para el año 2019 asciende a S/. 29 688 515, cifra mayor a la ejecución proyectada para el año 2018, ello debido a que el consumo de los clientes es mayor y a las siguientes premisas:

- Potencia Contratada por Licitaciones 42 MW.
 - Potencia Contratada por Bilaterales 4.30 MW.
 - Debido a la sobrecontratación de los clientes están consumiendo solamente 28.6 MW, pero se factura una Potencia mínima de 36.8 MW.
 - Las Tarifas son las vigentes al 01/08/2018.
 - A los clientes que están dentro de zona de concesión de Distribuidora se factura por Peaje de Distribución y si son clientes libres se factura por FISE y Ley 28749.
 - Se consideran las compensaciones por Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas (Reg. Frecuencia, Mínimo Técnico, Reactiva, etc.).
 - La Facturación por FISE en el COES al final del año es similar a lo que TGP factura.
 - La recaudación por GGEEDUP al final del año es mayor a lo que se paga a Contugas, debido a que la liquidación del periodo Mayo 2018 - Abril 2019, que es vigente desde Mayo 2019, se espera que Osinergmin utilice los volúmenes reales consumidos de la CT Independencia.
 - No se está vendiendo Potencia Firme a alguna Empresa.
 - Mantenimientos de la CC TT Independencia: se están considerando mantenimiento mayor (48000 horas) de 3 unidades de generación, el cual indisponde los grupos por más de 1 mes.
 - Mantenimientos: CH Aricota 1: 9.83 Días, CH Aricota 2: 13 días y CT Independencia: 26.5 días (como central).
- Se está considerando que se sigue declarando el precio mínimo de Gas Natural ante el COES.

b) Cuadros de soporte:

- Evolución de los ingresos operativos por cada uno de sus componentes: Real año 2017, Estimado 2018 y Aprobado 2019.

RUBROS	AI 31/12/2017 (REAL)	AI 31/12/2018 (ESTIMADO)	PRESUPUESTO 2019 (PROYECTADO)
PRESUPUESTO DE OPERACIÓN			
1 INGRESOS	61,630,954	64,553,447	64,768,713
1.1. Venta de Bienes	58,261,722	62,910,796	62,728,713
1.2. Venta de Servicios		0	0
1.3. Ingresos Financieros	2,445,073	1,239,326	1,800,000
1.4. Ingresos por participacion o dividendos		0	0
1.5. Ingresos complementarios		0	0
1.6. Otros	924,159	403,325	240,000

- Otros

5.1.2. Ingresos de Capital.

- a) Supuestos cuantitativos y cualitativos que lo sustentan.

En el presente presupuesto para el año 2019, no se está considerando Ingresos de Capital.

b) Cuadros con información de soporte.

Evolución de los Ingresos de Capital, Real año 2017, Estimado 2018 y Aprobado 2019.

CONCEPTO S/.	REAL 2017	ESTIMADO 2018	ESTIMADO 2019
INGRESOS DE CAPITAL	0	0	0

5.1.3 Transferencias: Ingresos

a) Supuestos cuantitativos y cualitativos que sustentan señalando las fuentes previstas

En el presente Proyecto de presupuesto para el año 2019, no se está considerando monto alguno, tampoco hubo en los años anteriores.

b) Cuadros de soporte:

Evolución de los ingresos por transferencias: Real año 2017, Estimado 2018 y Aprobado 2019.

CONCEPTO S/.	REAL 2017	ESTIMADO 2018	ESTIMADO 2019
Transferencias	0	0	0

5.1.4. Ingresos por Financiamiento: Préstamos

a) Supuestos cuantitativos y cualitativos que lo sustentan.

En el presente Presupuesto Aprobado para el año 2019, se está considerando el monto de:

- Financiamiento Externo Neto a Largo Plazo de S/. 64,878,452 motivado por las Obras del proyecto Instalación de Centrales Hidroeléctricas Moquegua 1 y 3, producto del Financiamiento Externo entre el gobierno peruano y la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA) con el propósito de financiar el proyecto de Instalación de Centrales Hidroeléctricas Moquegua 1 y 3.
- Financiamiento Interno Neto a Largo Plazo de S/. 56,038,159 motivado por las Obras y Supervisión de la Obras del proyecto Instalación de Central Hidroeléctrica Aricota 3 y Estudio de Factibilidad del Proyecto de Instalación de la C.H. Tambo 1, producto del Financiamiento Interno entre EGESUR y FONAFE.

b) Cuadros con información de soporte.

▪ Evolución Real año 2017, Estimado 2018 y Aprobado 2019.

RUBROS	Al 31/12/2017 (REAL)	Al 31/12/2018 (ESTIMADO)	PRESUPUESTO 2019 (PROYECTADO)
PRESUPUESTO DE OPERACIÓN			
6 FINANCIAMIENTO NETO	1,611,119	268,807	120,916,611
6.1 Financiamiento Externo Neto	1,611,119	268,807	64,878,452
6.1.1. Financiamiento largo plazo	1,611,119	268,807	64,878,452
6.1.1.1 Desembolsos	1,611,569	269,129	64,900,083
6.1.1.2 Servicios de Deuda	450	322	21,631
6.1.1.2.1 Amortización		0	0
6.1.1.2.2 Intereses y comisiones de la deuda	450	322	21,631
6.2 Financiamiento Interno Neto	0	0	56,038,159
6.2.1. Financiamiento Largo PLazo	0	0	56,038,159
6.2.1.1 Desembolsos		0	56,249,093
6.2.1.2 Servicio de la Deuda	0	0	210,934
6.2.1.2.1 Amortización		0	0
6.2.1.2.2 Intereses y comisiones de la deuda		0	210,934

5.1.5. Recursos de Ejercicios Anteriores

Supuestos cuantitativos y cualitativos que lo sustentan.

En el presente Presupuesto Aprobado para el año 2019, no se está considerando monto alguno, tampoco hubo en los años anteriores.

CONCEPTO S/.	REAL 2017	ESTIMADO 2018	ESTIMADO 2019
Recursos de Ejercicios Anteriores	0	0	0

5.2. EGRESOS (En base al presupuesto aprobado por FONAFE y ratificado por la empresa)

5.2.1 Egresos Operativos

- a) Supuestos cuantitativos y cualitativos que sustentan cada uno de los conceptos de los egresos operativos.

Los egresos se han programado considerando la condición de gastar lo estrictamente necesario para la generación de los ingresos, y adicionalmente que éstos se programen con un sentido de austeridad y racionalidad en el gasto.

A continuación, un resumen de los supuestos de los principales conceptos.

BIENES

En la compra de bienes se encuentra como importe de mayor relevancia la compra de insumos y suministros por la suma de S/ 21,451,629, considerando en su interior la compra de gas, energía y los insumos (repuestos) necesarios para la generación de energía eléctrica.

Los gastos en insumos y suministros se han reducido ligeramente en S/ 1,991,088 (8% menos que lo indicado en el proyecto de presupuesto 2018) debido a que se reducen la compra de Repuestos para el Mantenimiento y sus Servicios Auxiliares de la Central Térmica Independencia.

GASTOS DE PERSONAL

En los gastos de personal, el rubro de mayor significancia es el de Sueldos y Salarios por el importe de S/. 6,236,151.83, monto que se incrementa (respecto al año 2018), debido principalmente a que en el año 2019 se tendrán todos los puestos ocupados y se creará 8 plazas, también se contratará 4 profesionales para el apoyo en el proyecto Obras del proyecto Instalación de Centrales Hidroeléctricas Moquegua 1 y 3.

SERVICIOS DE TERCEROS

En relación a los servicios prestados por terceros el rubro más relevante es:

El gasto de Transporte y Almacenamiento, dentro del cual se encuentra el Sistema de Transmisión (peaje) que constituye el pago que se hace a las empresas propietarias de las redes de transmisión por las que se transporta la energía, se estima para el año 2019 en S/ 12,589,572, menor el 15.33 % a lo estimado para el año 2018 en S/ 14,520,412, por una menor venta de energía

TRIBUTOS

Con relación al presupuesto por Tributos, debe mencionarse que estos están referidos a aquellas contribuciones a los organismos reguladores tales como: OEFA, Osinergmin, DGE, COES-SINAC, etc.

GASTOS DIVERSOS DE GESTION

Dentro de los gastos diversos de gestión, el de mayor relevancia es el de seguros S/. 1,218,377, correspondiéndole mayor participación en este gasto a la gerencia de producción. Es propicio hacer notar, que este gasto no solo corresponde a una política sana de la empresa, en el sentido de mantener protegido los bienes patrimoniales, sino que es una exigencia que emana de la normatividad relacionada con la administración de las entidades públicas y una correcta política de control interno.

- b) Cuadros de soporte:

- Evolución de los egresos operativos por cada uno de sus componentes: Real año 2017, Estimado 2018 y Aprobado 2019.

RUBROS	Al 31/12/2017 (REAL)	Al 31/12/2018 (ESTIMADO)	PRESUPUESTO 2019 APROBADO
PRESUPUESTO DE OPERACIÓN			
2 EGRESOS	52,097,410	51,832,032	51,509,726
2.1 Compra de Bienes	26,299,546	26,570,825	21,451,631
2.1.1 Insumos y suministros	26,230,973	26,489,731	21,225,629
2.1.2 Combustibles y lubricantes	68,573	81,094	226,002
2.1.3 Otros		0	0
2.2. Gastos de personal (GIP)	6,683,896	6,818,456	9,064,357
2.2.1 Sueldos y Salarios (GIP)	4,630,357	5,026,999	6,236,152
2.2.1.1 Básica (GIP)	3,292,616	3,554,906	4,725,543
2.2.1.2 Bonificaciones (GIP)	118,579	545,281	197,027
2.2.1.3 Gratificaciones (GIP)	575,859	647,893	871,083
2.2.1.4 Asignaciones (GIP)	634,720	226,794	388,498
2.2.1.5 Horas Extras (GIP)	8,583	52,124	54,000
2.2.1.6 Otros (GIP)		0	0
2.2.2 Compensacion por tiempo de Servicio (GIP)	336,238	358,807	482,062
2.2.3 Seguridad y previsión Social (GIP)	317,096	339,296	458,746
2.2.4 Dietas del Directorio (GIP)	256,000	232,800	288,000
2.2.5 Capacitación (GIP)	71,900	76,064	102,000
2.2.6 Jubilaciones y Pensiones (GIP)		0	0
2.2.7 Otros gastos de personal (GIP)	1,072,305	784,489	1,497,398
2.2.7.1 Refrigerio (GIP)	19,575	23,956	25,200
2.2.7.2 Uniformes (GIP)		0	0
2.2.7.3 Asistencia Médica (GIP)	38,832	33,488	39,600
2.2.7.4 Seguro complementario de alto riesgo (GIP)	56,396	58,139	79,330
2.2.7.5 Pago de indem. por cese de relac. lab. (GIP)	91,325	0	100,000
2.2.7.6 Incentivos por retiro voluntario (GIP)	167,946	0	150,000
2.2.7.7 Celebraciones (GIP)	14,918	15,954	41,000
2.2.7.8 Bonos de Productividad (GIP)		0	445,000
2.2.7.9 Participación de trabajadores (GIP)	402,419	435,761	333,896
2.2.7.10 Otros (GIP)	280,894	217,192	283,372
2.3 Servicios prestados por terceros	14,681,901	14,690,773	16,885,062
2.3.1 Transporte y almacenamiento	11,696,574	12,365,227	12,887,011
2.3.2 Tarifas de servicios publicos	284,266	298,616	482,843
2.3.3 Honorarios profesionales (GIP)	650,201	470,234	871,645
2.3.3.1 Auditorias (GIP)	305,906	197,609	241,500
2.3.3.2 Consultorias (GIP)	221,027	199,453	308,470
2.3.3.3 Asesorias (GIP)	68,006	32,885	148,125
2.3.3.4 Otros servicios no personales (GIP)	55,262	40,288	173,550
2.3.4 Mantenimiento y Reparacion	417,457	243,692	667,000
2.3.5 Alquileres	45,715	86,450	384,658
2.3.6 Serv. de vigilancia, guardiania y limpieza	725,358	661,014	677,695
2.3.6.1 Vigilancia (GIP)	725,358	661,014	677,695
2.3.6.2 Guardiania (GIP)		0	0
2.3.6.3 Limpieza (GIP)		0	0
2.3.7 Publicidad y Publicaciones	3,867	1,109	9,600
2.3.8 Otros	858,463	564,430	904,610
2.3.8.1 Servicio de mensajería y correspondencia	10,549	7,380	8,400
2.3.8.2 Prov. de personal por coop. y services (GIP)	218,407	204,498	240,000
2.3.8.3 Otros relacionados a GIP (GIP)	170,269	154,638	380,670
2.3.8.4 Otros no relacionados a GIP	459,238	197,914	275,540
2.4 Tributos	1,089,629	1,115,873	1,151,238
2.4.1 Impuesto a las Transacciones Financieras -	8,319	7,936	10,303
2.4.2 Otros impuestos y contribuciones	1,081,310	1,107,937	1,140,935
2.5 Gastos diversos de Gestión	1,833,942	1,585,760	1,794,420
2.5.1 Seguros	1,113,799	1,036,046	1,218,377
2.5.2 Viaticos (GIP)	194,178	134,644	150,580
2.5.3 Gastos de Representacion	10,203	5,527	9,600
2.5.4 Otros	515,762	409,543	415,862
2.5.4.1 Otros relacionados a GIP (GIP)		0	0
2.5.4.2 Otros no relacionados a GIP	515,762	409,543	415,862
2.6 Gastos Financieros	1,508,496	1,050,344	1,163,018
2.7 Otros	0	0	0
RESULTADO DE OPERACION	9,533,544	12,721,415	13,258,987

3 GASTOS DE CAPITAL	3,610,291	1,157,502	68,000,000
3.1 Presupuesto de Inversiones - FBK	3,610,291	1,157,502	68,000,000
3.1.1 Proyecto de Inversión	2,125,341	1,000,837	56,059,848
3.1.2 Gastos de capital no ligados a proyectos	1,484,950	156,665	11,940,152
3.2 Inversion Financiera		0	0
3.3 Otros		0	0
4 INGRESOS DE CAPITAL	0	0	0
4.1 Aportes de Capital		0	0
4.2 Ventas de activo fijo		0	0
4.3 Otros		0	0
5 TRANSFERENCIAS NETAS	0	0	0
5.1 Ingresos por Transferencias		0	0
5.2 Egresos por Transferencias		0	0
RESULTADO ECONOMICO	5,923,253	11,563,913	-54,741,012
6 FINANCIAMIENTO NETO	1,611,119	268,807	120,916,611
6.1 Financiamiento Externo Neto	1,611,119	268,807	64,878,452
6.1.1. Financiamiento largo plazo	1,611,119	268,807	64,878,452
6.1.1.1 Desembolsos	1,611,569	269,129	64,900,083
6.1.1.2 Servicios de Deuda	450	322	21,631
6.1.1.2.1 Amortizacion		0	0
6.1.1.2.2 Intereses y comisiones de la deuda	450	322	21,631
6.1.2. Financiamiento corto plazo	0	0	0
6.1.2.1 Desembolsos		0	0
6.1.2.2 Servicio de la Deuda	0	0	0
6.1.2.2.1 Amortizacion		0	0
6.1.2.2.2 Intereses y comisiones de la deuda		0	0
6.2 Financiamiento Interno Neto	0	0	56,038,159
6.2.1. Financiamiento Largo PLazo	0	0	56,038,159
6.2.1.1 Desembolsos		0	56,249,093
6.2.1.2 Servicio de la Deuda	0	0	210,934
6.2.1.2.1 Amortizacion		0	0
6.2.1.2.2 Intereses y comisiones de la deuda		0	210,934
6.2.2. Financiamiento Corto Plazo	0	0	0
6.2.2.1 Desembolsos		0	0
6.2.2.2 Servicio de la Deuda	0	0	0
6.2.2.2.1 Amortizacion		0	0
6.2.2.2.2 Intereses y comisiones de la Deuda		0	0
RESULTADO DE EJERCICIOS ANTERIORES	0	0	0
SALDO FINAL	7,534,372	11,832,720	66,175,599
GIP-TOTAL	8,250,439	8,015,104	11,059,451
Impuesto a la Renta	1,926,389	2,322,901	2,709,478

- Evolución del gasto por GIP por cada uno de sus componentes: Real año 2017, Estimado 2018 y Aprobado 2019.

RUBROS	Al 31/12/2017 (REAL)	Al 31/12/2018 (ESTIMADO)	PRESUPUESTO 2019 APROBADO
PRESUPUESTO DE OPERACIÓN			
2.2. Gastos de personal (GIP)	6,683,896	6,818,456	9,064,357
2.2.1 Sueldos y Salarios (GIP)	4,630,357	5,026,999	6,236,152
2.2.1.1 Básica (GIP)	3,292,616	3,554,906	4,725,543
2.2.1.2 Bonificaciones (GIP)	118,579	545,281	197,027
2.2.1.3 Gratificaciones (GIP)	575,859	647,893	871,083
2.2.1.4 Asignaciones (GIP)	634,720	226,794	388,498
2.2.1.5 Horas Extras (GIP)	8,583	52,124	54,000
2.2.1.6 Otros (GIP)		0	0
2.2.2 Compensación por tiempo de Servicio (GIP)	336,238	358,807	482,062
2.2.3 Seguridad y previsión Social (GIP)	317,096	339,296	458,746
2.2.4 Dietas del Directorio (GIP)	256,000	232,800	288,000
2.2.5 Capacitación (GIP)	71,900	76,064	102,000
2.2.6 Jubilaciones y Pensiones (GIP)		0	0
2.2.7 Otros gastos de personal (GIP)	1,072,305	784,489	1,497,398
2.2.7.1 Refrigerio (GIP)	19,575	23,956	25,200
2.2.7.2 Uniformes (GIP)		0	0
2.2.7.3 Asistencia Médica (GIP)	38,832	33,488	39,600
2.2.7.4 Seguro complementario de alto riesgo (GIP)	56,396	58,139	79,330
2.2.7.5 Pago de indem. por cese de relac. lab. (GIP)	91,325	0	100,000
2.2.7.6 Incentivos por retiro voluntario (GIP)	167,946	0	150,000
2.2.7.7 Celebraciones (GIP)	14,918	15,954	41,000
2.2.7.8 Bonos de Productividad (GIP)		0	445,000
2.2.7.9 Participación de trabajadores (GIP)	402,419	435,761	333,896
2.2.7.10 Otros (GIP)	280,894	217,192	283,372
2.3.3 Honorarios profesionales (GIP)	650,201	470,234	871,645
2.3.3.1 Auditorías (GIP)	305,906	197,609	241,500
2.3.3.2 Consultorías (GIP)	221,027	199,453	308,470
2.3.3.3 Asesorías (GIP)	68,006	32,885	148,125
2.3.3.4 Otros servicios no personales (GIP)	55,262	40,288	173,550
2.3.6 Serv. de vigilancia, guardiana y limp. (GIP)	725,358	661,014	677,695
2.3.6.1 Vigilancia (GIP)	725,358	661,014	677,695
2.3.6.2 Guardianía (GIP)		0	0
2.3.6.3 Limpieza (GIP)		0	0
2.3.8.1 Servicio de mensajería y correspondencia (GIP)	10,549	7,380	8,400
2.3.8.2 Prov. de personal por coop. y services (GIP)	218,407	204,498	240,000
2.3.8.3 Otros relacionados a GIP (GIP)	170,269	154,638	380,670
2.3.8.4 Otros no relacionados a GIP	459,238	197,914	275,540
2.5.2 Viáticos (GIP)	194,178	134,644	150,580
2.5.4.1 Otros relacionados a GIP (GIP)		0	0
GIP-TOTAL	8,250,439	8,015,104	11,059,451

- Evolución de la población de personal por cada uno de sus componentes: Real año 2017, Estimado 2018 y Aprobado 2019.

	2017	2018	2019
Gerente General	1	1	1
Gerentes	4	5	5
Ejecutivos	14	14	18
Profesionales	15	13	21
Técnicos	30	33	34
Administrativos	2	2	2
	66	68	81

a) Supuestos cuantitativos y cualitativos que lo sustentan.

PROYECTOS DE INVERSION

En el proyecto **Central Hidroeléctrica Aricota 3**, el estimado del gasto es de S/ 12,908,640. Se ha previsto realizar gastos en los siguientes rubros:

- Pago de servidumbre de paso en los predios afectados por las obras de la CH Aricota 3
- Supervisión y Puesta en Servicio del Proyecto C.H. Aricota 3
- Obras de Construcción del Proyecto de la C.H. Aricota 3
- Servicio de Gestion y Trámite para la adquisición de servidumbres (saldos), CH Aricota 3

- Compra de terrenos y servidumbres
- Adquisición de terrenos y servidumbres a poseionarios acreditados
- Reposición y/o construcción de bienes inmuebles
- Supervisión y Puesta en Servicio de la C.H. Moquegua 1&3
- Ejecución de Obras
- Estudio de Impacto Ambiental
- Servicio de Coordinación de Gestión y Trámite para adquisición de servidumbres y predios
- Gastos de Administración
- Mitigación y Plan de Seguridad Ambiental
- Plan de Relaciones Comunitarias
- Servicio de operador de vehículo para transporte de personal
- Alquiler Oficina en la ciudad de Moquegua

En el proyecto **Central Hidroeléctrica Tambo 1**, el estimado del gasto es de S/. 4,000,000 (Se ha previsto realizar el gasto en el Estudio de Factibilidad del Proyecto de Instalación de la C.H. Tambo 1).

- Evolución de los egresos de capital por cada uno de sus componentes: Real año 2017, Estimado 2018, Previsto 2019 y proyectado años 2020, 2021 y 2022.

Cuadro N° 4
Gastos de Capital (En Soles)

[illegible]

Cuadro N° 5
Inversiones Fbk (En Soles)

N°	PORTAFOLIO DE INVERSIONES	TOTAL	Ejecución al	Previsto para el Año 2019					
	(Según Criterios)		31.12.2018	IMPORTE	FINANCIAMIENTO				
			(Estimado)		Recursos Propios	Endeudamiento	Aportes de Capital	Saldo Años Anteriores	Otros
1	CENTRAL HIDROELECTRICA ARICOTA 3	95 213 810	55,435	12,908,640	12,908,640				
2	CENTRALES HIDROELECTRICAS MOQUEGUA 1 Y 3	252 446 600	945,402	39,151,207		39,151,207			
3	CENTRAL HIDROELECTRICA TAMBO 1	374 290 363		4,000,000	4 000 000.00				
	TOTAL	692 686 259	1,000,837	56,059,848	12,908,640	39,151,207	-	-	-

▪ **Referente a los Proyectos en Curso**

PROYECTO CENTRALES HIDROELECTRICAS MOQUEGUA 1 Y 3

1. Antecedentes

El proyecto “Instalación de las Centrales Hidroeléctricas Moquegua 1 y 3”, código SNIP 229151, fue declarado viable mediante OFICIO N° 1468-2014-EF/63.01 del MEF, con un presupuesto US\$ 90 159 483,68.

El proyecto será financiado mediante préstamo del Gobierno de Japón, a través de la Agencia de Cooperación Internacional del Japón, contrato de préstamo PE-P44 firmado el 7 de noviembre de 2014, por un monto de ¥ 6 944 000 000 Yenes Japoneses (equivalente a 70 Millones de Dólares). El monto restante para cubrir el presupuesto del proyecto será financiado mediante préstamo del FONAFE, aprobado por Resolución de Dirección Ejecutiva N° 069-2014/DE-FONAFE, del 09/06/2014, hasta la suma de S/. 54 000 000,00.

2. Descripción General del Proyecto

- **Ubicación:** Se encuentra ubicado en el distrito de Torata, provincia de Mariscal Nieto, departamento de Moquegua. La CH Moquegua 1 se ubica en la margen izquierda del río Torata, y la CH Moquegua 3 se ubica en la margen izquierda de la quebrada Sajena.
- **Central Hidroeléctrica Moquegua N° 1:** Tiene un caudal de diseño de 3,3 m³/s, un salto neto de 536 m, potencia de 15,1 MW y producción anual de 124 GWh.
- **Central Hidroeléctrica Moquegua N° 3:** Tiene un caudal de diseño de 3,3 m³/s, un salto neto de 625 m, potencia de 17,7 MW y producción anual de 147 GWh.
- **Línea de Transmisión:** La línea de transmisión comprenden la interconexión entre ambas centrales y su conexión a la subestación Moquegua en 138 KV.

3. Situación actual del Proyecto

- La consultora CESEL S.A., a cargo del EIA de la CH Moquegua 1, mediante Formulario DECHDI-017, ha presentado el 28 de noviembre de 2018 a PRODUCE-Dirección General de Pesca para Consumo Humano Directo e Indirecto, la solicitud para autorización para efectuar Investigación Pesquera (Hidrobiológicos), mediante Carta C-G-1662-2018/EGS, presentado el 29 de noviembre de 2018 ante SERFOR ha solicitado también autorización para Estudios de Patrimonio, asimismo ha presentado a la DREM Moquegua el 30 de noviembre de 2018 el Plan de Participación Ciudadana (PPC) y Términos de Referencia del EIA, según Formato 1000 ante la DREM Moquegua, para Evaluación y/o aprobación.
- El 05 de diciembre de 2018, mediante carta JICA (PE) 12-06001, JICA emite la No Objeción a la evaluación técnica, luego el 06 de diciembre se procede a invitar a los licitantes cuyas propuestas técnicas se ajustan sustancialmente a los requisitos establecidos en los documentos de licitación, al acto de apertura de las ofertas de preciso el día 10 de diciembre de 2018 a las 10:00 horas en las oficinas de EGESUR en la ciudad de Tacna.

- El 05 de diciembre de 2018, se ha llevado a cabo el acto público de Otorgamiento de la Buena Pro de la AS-0010-2018-EGESUR para contratar el EIA de la CH Moquegua 3, adjudicándose al postor CESEL S.A. por S/ 375,000. Debido a que se presentó un solo postor, el Consentimiento de la Buena Pro es automático y se estima que la firma del contrato para el 14 de diciembre de 2018.
- El 10 de diciembre de 2018, se ha dado la apertura de ofertas de precio de la Licitación Pública para la contratación de las obras civiles y electromecánicas de las Centrales Hidroeléctricas Moquegua 1 y 3, con los siguientes resultados preliminares:

	Costo en Soles con IGV	Costo en USD con IGV	Costo Total en USD con IGV	%
Estudio Definitivo	n/a	100,274,894.69	100,274,894.69	100.00%
Consorcio Energético CEM	250,128,032.69	42,482,831.99	117,214,840.56	116.89%
Consorcio Moquegua	241,155,889.22	49,140,550.04	121,191,906.25	120.86%
Sinohydro Corporation Ltd.	332,675,328.37	24,302,135.27	123,697,213.96	123.36%
Consorcio Mota-Engil & IESA	n/a	162,131,179.61	162,131,179.61	161.69%

- Para el saneamiento y compra de terrenos, se viene brindado asesoramiento tributario y legal a propietarios de terrenos con el objetivo de que no incumplan con sus obligaciones tributarias las cuales puedan generarles penalidades ante organismos como SUNAT. Este servicio viene siendo administrado por el Área Administrativa de EGESUR. En la fecha se han adquirido 54 predios.
- El costo del proyecto de las CH Moquegua 1 y 3, alcanza un monto de S/. 373,256,146, es lo que está registrado en el banco de inversiones del Sistema Invierte Perú, en lo que queda del año se presentara el Informe Final del proceso y solicitara No objeción de JICA y verificar si el proyecto es aún viable, ya desde el punto de vista empresarial que esperamos que sí, el contrato y obras se iniciarían el próximo año. Los indicadores económicos, financieros y sociales actuales son:

Indicadores	Evaluación Privada		Evaluación Social
	Económica	Financiera	
Valor Actual Neto	-81 697 450	33 075 930	29 640 000
Tasa Interna de Retorno	6.41%	26.87%	10.58%

- El proyecto de la CH Aricota 3 y CH Tambo, no han tenido prácticamente actividad, salvo las acciones de sensibilización para la compra de servidumbres en CH Aricota.

Próximas acciones

- Informe final del Comité de Selección, verificación de viabilidad económica, social y financiera del proyecto, solicitud de no objeción a JICA y de ser el caso negociación con el Licitante con la propuesta más baja.
- Seguimiento de CESEL S.A. ante las entidades involucradas en la aprobación de los documentos presentados ante al DREM, PRODUCE y SERFOR.
- Firma de contrato con la consultora CESEL S.A., para la Elaboración del EIA de la CH Moquegua 3.
- Continuar con las acciones para la compra de predios afectados por las obras del proyecto de las CH Moquegua 1 y 3.

PROYECTO CENTRAL HIDROELÉCTRICA ARICOTA 3

1. Antecedentes

El proyecto Central Hidroeléctrica Aricota, código SNIP 5166, fue declarado VIABLE mediante Oficio N°012-2015/GDC/FONAFE

Por acuerdo de Directorio N°029-2015/S.D. 494-EGESUR, se aprobó el financiamiento del proyecto con Recursos propios, por el monto de US\$ 26 129 077,00.

2. Descripción general del proyecto

- **Ubicación:** El proyecto se encuentra ubicado en el departamento de Tacna, provincia Jorge Basadre, distrito de Ilabaya.
- **Características:** El proyecto comprende dos mini centrales G01 y G02, con un caudal de diseño de 2,7 m³/s salto neto de 230 m y 245 m respectivamente, una potencia instalada en total de 9.6 MW y una producción media anual de 75.71 GW/h.

3. Situación Actual del Proyecto

- El 21 de noviembre de 2018 se realizó la firma de Convenio Específico de Cooperación Interinstitucional Entre la Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. y la Universidad Nacional Jorge Basadre Grohmann Para el Desarrollo del Proyecto de Investigación “Reducción de los Contenidos de Boro y Arsénico en el Agua a Límites Permisibles Para Uso Agrícola en la Subcuenca Medio Alto Locumba, Río Curibaya”
- El 06 de diciembre con carta C-G-1708-2018/EGS se ha remitido a la Municipalidad Distrital de Ilabaya, el Proyecto Instalación del Sistema de Riego Tecnificado parcelario del Bloque de Riego Poquera, Chulibaya y Ticapampa, elaborado por el consultor ASESORIA CAPACITACION Y CONSTRUCCION V&V E.I.R.L, para evaluación y registro en el banco de proyectos del Sistema Invierte Perú, en el marco de los compromisos con los pobladores del área de influencia del Proyecto de la CH Aricota 3.
- Asimismo, se continúa realizando las acciones de sensibilización y capacitación a cargo de la consultora VIVA ENCO SAC con fines de obtener la licencia social de la población aledaña al proyecto, para la ejecución de las obras.
- El 06 de diciembre de 2018, se ha recibido la propuesta del Consorcio CESEL-INTEGRAL para la actualización del presupuesto de obra del proyecto de la CH Aricota 3.

4. Próximas Acciones a Realizar

- Se tramitará la contratación del servicio de gestión y trámite para la obtención de servidumbres de los terrenos donde se ubica la tubería presurizada de la CH Aricota 3.
- Actualización del presupuesto unificado de las obras de la CH Aricota 3, ya que el actual tiene más de seis (06) meses de antigüedad, y luego efectuar los registros en el Banco de Inversiones del Sistema Invierte Perú.

PROYECTO CH TAMBO 1

1. Antecedentes

El estudio del Perfil de proyecto “Central Hidroeléctrica Tambo 1”, con código SNIP N° 114271, fue aprobado con fecha 12 de mayo de 2014 y se autorizó la elaboración del estudio de Factibilidad.

2. Descripción General del Proyecto

Ubicación: Se encuentra ubicado en los distritos de Matalaque y San Cristóbal, ubicados en las provincias de General Sánchez Cerro y Mariscal Nieto respectivamente, en el departamento de Moquegua. A 30 km aguas arriba del poblado de Quinistaquillas. La bocatoma se ubica a 2260 msnm, la casa de máquinas se ubica en la cota 1850 msnm.

Características: Caída es de 395 m, el caudal de 18 m³/s que permiten producir una potencia de 59.10 MW, y una producción de energía anual de 346.57 GWh.

3. Situación Actual del Proyecto

En publicación el Informe Final por KIEV Asociados, con las conclusiones y recomendaciones finales.

4. Próximas Acciones

Continuación del desarrollo del estudio de pre inversión en el marco del Sistema Invierte Perú.

- Gastos de Capital no Ligado a Proyectos

Gastos No Ligados a Proyectos de Inversión (En Soles)

RUBRO	PPTO 2019	OBSERVACIONES
Maquinaria y Equipo de Transmisión	350,000	Aricota: 2 Reclores, 1 Interruptor de Potencia 33kV, Seccionador de línea 33Kv, Trafo Corriente 66 kV 30/5 Amp en Aricota1(Sarita), Planta Osmosis; 2000 platos Aisladores, 20Km Conductores
Maquinaria y Equipo de Generación	10,399,652	Aricota: 4 Variadores de frecuencia, 1 Compresor, 5 UPS Ind, 2 banco Libre mantenimiento (2x400Ah 110V), 8 banco baterías (2X48v, 6X24v*100Ah), 3electrobomba A1 y A2, Caudalímetro Quinto túnel (S/ 145,000). Independencia: Compra de 08 turbocompresores (S/ 5,254,652) y repuestos Wartsila (S/ 5,000,000).
Maquinaria y Equipo de Distribución Primaria	15,000	Aricota: 4 Transformadores Distribución.
Unidades de Transporte y Carga	150,000	Independencia: Unidad para trabajos en altura
Muebles y Enseres	31,500	Independencia: Implementación y renovación de muebles para comedor, vestuarios, capacitación, almacenes (S/ 25,000). Contabilidad: Renovación mobiliario de oficina (S/ 4,500). Centro de Control: Sillas Ergonómicas Centro de Control (S/ 2,000).
Equipos de Ingeniería y Afines	189,000	Aricota: telurómetro, Analizador de aceite, caudalímetro, reloj comparador, revelador tensión portátil (S/ 50,000). Independencia: Equipos de mantenimiento predictivo (S/ 50,000). Comercial: 02 medidores para usarlos para facturación y NTCSE, a ser instalados en Propesur y Edelsa (S/ 26,000). Centro de Control: Concentrador de Datos3, GPS2, Switch4, controladorBahia3 (S/ 63,000).
Equipos de Comunicación	270,500	TIC: Firewall, Central Telefónica IP y Equipos de comunicación, router y switch (S/ 55,000). Comercial: Implementación de medición a distancia de medidores Propesur y EGEPSA - Modem (S/ 3,500). Centro de Control: Concentrador de Datos3, GPS2, Switch4, controladorBahia3 (S/ 212,000).
Equipos y Herramientas	167,000	Aricota: plataforma elevadora para luminarias una altura 20 m (S/ 27,000). Independencia: Equipos para medición de conjuntos potencia en mantenimiento preventivo (S/ 140,000).
Maquinaria y Equipo de Procesamiento automático de Datos	161,500	TIC: UPS (Aricota, Pisco), Baterías para UPS (Aricota, Pisco), Transformadores para UPS (Aricota, Pisco) y Equipo de proyección multimedia (S/ 80,000). Aricota: Salida Analógica SM1232, Swich tl2 e284, Interruptores posición, Interruptor automático (S/ 35,000). Centro de Control: renovar las 04 PC, y monitores 32pulg, 50pulg, operación 24 horas del día (S/ 46,500).
Maquinaria y Equipo Electrodoméstico	24,000	Independencia: Equipos para talleres, almacenes y sala de máquinas (Pantallas, refrigeradores) (S/ 15,000). Aricota: 2 microondas, matamoscas, cocinas, thermas, refrigeradora (S/ 9,000).
Inversión en Intangibles	479,500	TIC: Licencias de Microsoft, SAP, Facturación Electrónica, Antivirus, ArcServ Backup, Forwarding de correo.
Otros	32,000	Aricota: Equipamiento Mini cargador (Aro-llanta, llanta oruga- uñas para pala) (S/ 30,000). Centro de Control: Rack de monitor (S/ 2,000).

5.2.3 Transferencias: Egresos

- a) Supuestos cuantitativos y cualitativos que sustentan señalando el destino de los mismos

En el presente Proyecto de presupuesto para el año 2019, no se está considerando monto alguno, tampoco hubo en los tres años anteriores.

- b) Cuadros de soporte:

- Evolución de los egresos por transferencias: Real año 2017, Estimado 2018, aprobado 2019

CONCEPTO S/.	REAL 2017	ESTIMADO 2018	ESTIMADO 2019
Transferencias	0	0	0

5.2.4. Egresos por Financiamiento: Amortización de Prestamos

- a) Supuestos cuantitativos y cualitativos que lo sustentan.

En el presente Proyecto de presupuesto para el año 2019, no se está considerando monto alguno por egresos por amortización de préstamos.

- b) Cuadros con información de soporte.

RUBROS	AI 31/12/2017 (REAL)	AI 31/12/2018 (ESTIMADO)	PRESUPUESTO 2019 APROBADO
6 FINANCIAMIENTO NETO	1,611,119	268,807	120,916,611
6.1 Financiamiento Externo Neto	1,611,119	268,807	64,878,452
6.1.1. Financiamiento largo plazo	1,611,119	268,807	64,878,452
6.1.1.1 Desembolsos	1,611,569	269,129	64,900,083
6.1.1.2 Servicios de Deuda	450	322	21,631
6.1.1.2.1 Amortizacion		0	0
6.1.1.2.2 Intereses y comisiones de la deuda	450	322	21,631
6.1.2. Financiamiento corto plazo	0	0	0
6.1.2.1 Desembolsos		0	0
6.1.2.2 Servicio de la Deuda	0	0	0
6.1.2.2.1 Amortizacion		0	0
6.1.2.2.2 Intereses y comisiones de la deuda		0	0
6.2 Financiamiento Interno Neto	0	0	56,038,159
6.2.1. Financiamiento Largo PLazo	0	0	56,038,159
6.2.1.1 Desembolsos		0	56,249,093
6.2.1.2 Servicio de la Deuda	0	0	210,934
6.2.1.2.1 Amortizacion		0	0
6.2.1.2.2 Intereses y comisiones de la deuda		0	210,934
6.2.2. Financiamiento Corto Plazo	0	0	0
6.2.2.1 Desembolsos		0	0
6.2.2.2 Servicio de la Deuda	0	0	0
6.2.2.2.1 Amortizacion		0	0
6.2.2.2.2 Intereses y comisiones de la Deuda		0	0

5.3. INFORMACION ADICIONAL

- Data relevante para el año 2019 mensualizada

Año 2019 - Previsto

RUBROS	Unidad de Medida	Enero 2019	Febrero 2019	Marzo 2019	Abril 2019	Mayo 2019	Junio 2019	Julio 2019	Agosto 2019	Septiembre 2019	Octubre 2019	Noviembre 2019	Diciembre 2019
--------	------------------	------------	--------------	------------	------------	-----------	------------	------------	-------------	-----------------	--------------	----------------	----------------

I.- PERSONAL

Planilla	Nº	73	73	73	73	73	73	81	81	81	81	81	81
Gerente General	Nº	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Gerentes	Nº	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Ejecutivos	Nº	16	16	16	16	16	16	18	18	18	18	18	18
Profesionales	Nº	15	15	15	15	15	15	21	21	21	21	21	21
Técnicos	Nº	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Administrativos	Nº	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Locación de Servicios	Nº												
Servicios de Terceros	Nº	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Personal de Cooperativas	Nº	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Personal de Services	Nº	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Otros	Nº	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pensionistas	Nº	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Regimen 20530	Nº	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Regimen	Nº	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Regimen	Nº	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Practicantes (Incluye Serum, Sesigras)	Nº	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
TOTAL	Nº	115	115	115	115	115	115	123	123	123	123	123	123

Personal en Planilla	Nº	73	73	73	73	73	73	81	81	81	81	81	81
Personal en CAP	Nº	73	73	73	73	73	73	81	81	81	81	81	81
Personal Fuera de CAP	Nº	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Según Afiliación	Nº	73	73	73	73	73	73	81	81	81	81	81	81
Sujetos a Negociación Colectiva	Nº	51	51	51	51	51	51	50	50	50	50	50	50
No Sujetos a Negociación Colectiva	Nº	22	22	22	22	22	22	31	31	31	31	31	31

Personal Reincorporado	Nº	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Ley de Ceses Colectivos	Nº	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Derivados de Procesos de Despidos	Nº	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	Nº	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Personal contratado a plazo fijo	Nº	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autorizado por FONAFE	Nº												
No autorizado por FONAFE	Nº												

**INDICADORES OPERATIVOS
RELEVANTES(Según Empresa)**

Potencia Instalada	MW	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60
C. H. Aricota 1	MW	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80
C. H. Aricota 2	MW	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90
C. T. Independencia	MW	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90
Potencia Efectiva	MW	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87
C. H. Aricota 1	MW	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50
C. H. Aricota 2	MW	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40
C. T. Independencia	MW	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97
Embalse - Capacidad	MM de m3	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00
Laguna Aricota	MM de m3	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00
Energía Disponible (Activa y Reactiva)	MWh	19,224.34	16,514.56	19,352.35	20,410.58	19,497.66	22,246.96	23,396.92	20,953.99	21,738.22	19,124.63	18,634.69	17,115.16
Producción	MWh	19,224.34	15,833.61	19,352.35	20,410.58	19,497.66	22,246.96	23,396.92	20,953.99	21,738.22	19,124.63	18,634.69	17,115.16
Hidráulica	MWh	9,577.56	8,650.70	9,577.56	9,268.61	9,516.85	8,831.10	9,577.56	9,577.56	9,268.61	8,151.93	8,946.69	8,390.05
C. H. Aricota 1	MWh	5,702.53	5,150.67	5,702.53	5,518.58	5,641.82	5,518.58	5,702.53	5,702.53	5,518.58	4,276.90	5,196.66	5,702.53
C. H. Aricota 2	MWh	3,875.03	3,500.03	3,875.03	3,750.03	3,875.03	3,312.53	3,875.03	3,875.03	3,750.03	3,875.03	3,750.03	2,687.52
Térmica	MWh	9,646.78	7,182.92	9,774.79	11,141.97	9,980.81	13,415.85	13,819.36	11,376.43	12,469.61	10,972.71	9,688.01	8,725.11
C. T. Independencia	MWh	9,646.78	7,182.92	9,774.79	11,141.97	9,980.81	13,415.85	13,819.36	11,376.43	12,469.61	10,972.71	9,688.01	8,725.11
Compra (COES)	MWh	0.00	680.95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Distribución de la Energía (Activa y Reactiva)	MWh	19,224.34	16,514.56	19,352.35	20,410.58	19,497.66	22,246.96	23,396.92	20,953.99	21,738.22	19,124.63	18,634.69	17,115.16
Consumo Propio	MWh	433.41	337.91	437.89	482.66	444.50	557.87	579.45	493.95	529.12	465.56	428.55	389.28

[illegible]

- Gasto de personal en plantillas activo

Remuneración (en miles de S/.)

Grupo Ocupacional	2017	2018	2019
Gerente General	165	214	256
Gerencia y Divisiones	1420	1990	2074
Equipo de Trabajo	1998	2161	2799
Departamentos	2079	2491	2090
Total	5662	6856	7219

Descripción (en miles de S/.)	2017	2018	2019
Gratificación	657	760	871
CTS	345	398	482
Contribuciones Salud	320	372	459
Asignaciones	234	360	388
Bonif. Aut por FONAFE		387	445
Otras Bonificaciones	434	418	197
Bonif por Cierre de Pliego	0	0	0
Otros	436	436	423
	2426	3131	3265

Anexo: Data Relevante

RUBROS	UNIDAD DE MEDIDA	Año 2016 Real	Año 2017 Real	Año 2018 Estimado	Año 2019 Previsto	Año 2020 Proyectado	Año 2021 Proyectado	Año 2022 Proyectado	Var %	Diferencia
PERSONAL										
			a	b	c				c / b	c - b
Planilla	N°	70	66	73	81	81	81	81	11	8
Gerente General	N°	1	1	1	1	1	1	1	0	0
Gerentes	N°	4	4	4	4	4	4	4	0	0
Ejecutivos	N°	15	14	17	17	17	17	17	0	0
Profesionales	N°	17	15	16	23	23	23	23	44	7
Técnicos	N°	30	30	32	33	33	33	33	3	1
Administrativos	N°	3	2	3	3	3	3	3	0	0
Locación de Servicios	N°								0	0
Servicios de Terceros	N°	26	26	26	26	26	26	26	0	0
Personal de Cooperativas	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Personal de Services	N°	26	26	26	26	26	26	26	0	0
Otros	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pensionistas	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Regimen 20530	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Regimen	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Regimen	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Practicantes (Incluye Serum, Sesigras)	N°	13	17	16	16	16	16	16	0	0
TOTAL	N°	109	109	115	123	123	123	123	7	8

Personal en Planilla	N°	70	66	73	81	81	81	81	11	8
Personal en CAP	N°	70	66	73	81	81	81	81	11	8
Personal Fuera de CAP	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Según Afiliación	N°	70	66	73	81	81	81	81	11	8
Sujetos a Negociación Colectiva	N°	50	48	51	50	50	50	50	-2	-1
No Sujetos a Negociación Colectiva	N°	20	18	22	31	31	31	31	41	9

Personal Reincorporado	N°	5	5	5	5	5	5	5	0	0
Ley de Ceses Colectivos	N°	5	5	5	5	5	5	5	0	0
Derivados de Procesos de Despidos	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Personal contratado a plazo fijo	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autorizado por FONAFE	N°								0	0
No autorizado por FONAFE	N°								0	0

OTROS INDICADORES (Para Empresas No Financieras)

GANANCIA (PÉRDIDA) NETA DEL EJERCICIO	S/.	2,563,662	4,575,347	5,885,812	5,031,887	5,167,830	5,062,168	7,017,516	-15	-853,925
GANANCIAS (PÉRDIDA BRUTA)	S/.	15,153,224	12,069,457	16,599,000	14,253,563	13,860,256	13,395,380	18,337,924	-14	-2,345,437
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERATIVA	S/.	8,017,295	5,565,158	8,149,424	7,104,382	6,080,256	5,745,380	10,608,924	-13	-1,045,042
VENTAS	S/.	67,172,540	61,904,396	66,904,791	62,728,713	61,719,256	61,054,680	80,788,624	-6	-4,176,078
COSTO DE VENTAS	S/.	52,019,316	49,834,939	50,305,791	48,475,150	47,859,000	47,659,300	62,450,700	-4	-1,830,641
ACTIVO TOTAL	S/.	174,481,695	178,758,252	183,080,122	327,329,096	406,570,376	458,534,983	530,975,263	79	144,248,974
ACTIVO CORRIENTE	S/.	69,597,485	77,373,553	87,707,639	169,580,126	63,653,562	61,828,119	52,347,499	93	81,872,487
ACTIVO NO CORRIENTE	S/.	104,884,210	101,384,699	95,372,483	157,748,970	342,916,814	396,706,864	478,627,764	65	62,376,487
PASIVO TOTAL	S/.	174,481,695	178,758,252	183,080,121	327,329,096	406,570,376	458,534,983	530,975,263	79	144,248,975
PASIVO CORRIENTE	S/.	15,124,977	15,755,988	19,490,976	37,015,004	24,014,000	26,280,000	28,765,000	90	17,524,028
PASIVO NO CORRIENTE	S/.	22,368,502	23,745,998	23,729,382	149,671,619	242,673,452	292,601,430	358,945,299	531	125,942,237
PATRIMONIO	S/.	136,988,216	139,256,266	139,859,763	140,642,473	139,882,924	139,653,553	143,264,964	1	782,710
INDICE DE MOROSIDAD	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ROA (Rentabilidad sobre el Activo)	%	1.47%	2.56%	3.21%	1.54%	1.27%	1.10%	1.32%	-52	0
ROE (Rentabilidad sobre el Patrimonio)	%	1.87%	3.29%	4.21%	3.58%	3.69%	3.62%	4.90%	-15	0
EBITDA	S/.	14,118,265	12,113,854	14,042,631	13,744,102	13,031,756	12,787,180	17,821,524	-2	-298,529
RESULTADO DE OPERACION (Presupuesto)	S/.	12,608,151	9,533,544	13,143,313	13,258,987	10,416,206	10,056,522	9,987,576	1	115,674
RESULTADO ECONOMICO (Presupuesto)	S/.	5,765,236	5,923,253	12,173,749	-54,741,012	-175,108,794	-158,893,478	-115,112,424	-550	-66,914,762
INVERSIONES - Fbk (Presupuesto)	S/.	6,842,915	3,610,291	969,564	68,000,000	185,525,000	168,950,000	125,100,000	6,913	67,030,436
SALDO NETO DE CAJA	S/.	6,802,822	10,994,309	14,528,439	61,651,605	77,865,466	-1,168,993	-12,740,620	324	47,123,165
SALDO FINAL DE CAJA	S/.	57,692,425	58,686,733	73,215,172	134,866,777	212,732,243	211,563,250	198,822,630	84	61,651,605

RESULTADO PRIMARIO (Flujo de Caja)	S/.	3,298,527	5,974,468	11,397,416	-54,554,081	-169,699,534	-152,388,993	-86,250,620	-579	-65,951,498
------------------------------------	-----	-----------	-----------	------------	-------------	--------------	--------------	-------------	------	-------------

OTROS INDICADORES RELEVANTES(Según Empresa)

Potencia Instalada	MW	58.60	58.60	58.60	138.97	58.60	58.60	58.60	137	80
C. H. Aricota 1	MW	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	0	0
C. H. Aricota 2	MW	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	0	0
C. T. Independencia	MW	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	0	0
Potencia Efectiva	MW	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	0	0
C. H. Aricota 1	MW	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	0	0
C. H. Aricota 2	MW	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	0	0
C. T. Independencia	MW	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	0	0
Embalse - Almacenado	MM de m3	209.92	220.47	197.51					-100	-198
Laguna Aricota	MM de m3	209.92	220.47	197.51					-100	-198
Embalse - Capacidad	MM de m3	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	0	0
Laguna Aricota	MM de m3	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	0	0
Energía Disponible (Activa y Reactiva)	MWh	252,332.39	260,871.97	251,927.30	238,210.10	239,886.83	237,476.45	251,340.59	-4	-8,818
Producción	MWh	244,114.80	259,422.84	251,927.30	237,529.10	234,427.69	232,098.82	245,494.12	-6	-14,398
Hidráulica	MWh	104,201.45	108,732.02	107,876.53	109,334.76	109,832.97	109,832.97	109,832.97	1	1,458
C. H. Aricota 1	MWh	62,609.07	64,949.76	61,054.07	65,334.41	65,395.11	65,395.11	65,395.11	7	4,280
C. H. Aricota 2	MWh	41,592.38	43,782.25	46,822.45	44,000.35	44,437.86	44,437.86	44,437.86	-6	-2,822
Térmica	MWh	139,913.36	150,690.82	144,050.77	128,194.34	124,594.72	122,265.85	135,661.15	-11	-15,856
C. T. Independencia	MWh	139,913.36	150,690.82	144,050.77	128,194.34	124,594.72	122,265.85	135,661.15	-11	-15,856
Compra (COES)	MWh	8,217.58	1,449.13	0.00	681.00	0.00	0.00	0.00	0	0
Distribución de la Energía (Activa y Reactiva)	MWh	252,332.39	260,871.97	251,927.30	237,529.10	234,427.69	232,098.82	245,494.12	-6	-14,398
Consumo Propio	MWh	5,320.97	5,713.97	6,120.54	5,580.15	5,459.14	5,377.63	5,846.47	-9	-540
Pérdidas	MWh	657.65	353.26	755.14	645.29	631.24	625.38	647.13	-15	-110
Venta (Volumen)	MWh	246,353.77	254,804.74	245,051.62	231,303.66	228,337.30	226,095.81	239,000.52	-6	-13,748
Cientes Libres (Volumen)	MWh	0.00	1,101.90	1,130.64	8,124.03	1,940.23	1,940.23	694.52	619	6,993
Cientes Libres	MWh	0.00	1,101.90	1,130.64	8,124.03	1,940.23	1,940.23	694.52	619	6,993
Empresas Distribuidoras (Volumen)	MWh	213,336.72	182,306.73	219,612.25	184,598.18	184,382.81	183,097.21	182,530.56	-16	-35,014
Con contrato (Volumen)	MWh	213,306.39	182,303.64	219,612.25	184,598.18	184,382.81	183,097.21	182,530.56	-16	-35,014

[illegible]

Año 2017-Real

RUBROS	UNIDAD DE MEDIDA	Enero 2017	Febrero 2017	Marzo 2017	Abril 2017	Mayo 2017	Junio 2017	Julio 2017	Agosto 2017	Septiembre 2017	Octubre 2017	Noviembre 2017	Diciembre 2017
--------	------------------	---------------	-----------------	---------------	---------------	--------------	---------------	---------------	----------------	--------------------	-----------------	-------------------	-------------------

PERSONAL

Planilla	N°	70	70	70	70	65	65	64	65	64	64	64	66
Gerente General	N°	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Gerentes	N°	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Ejecutivos	N°	15	15	15	15	14	14	14	14	14	14	14	14
Profesionales	N°	17	17	17	17	14	14	14	15	15	15	15	15
Técnicos	N°	31	31	31	31	30	30	29	29	28	28	28	30
Administrativos	N°	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Locación de Servicios	N°												0
Servicios de Terceros	N°	26	26	28	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Personal de Cooperativas	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Personal de Services	N°	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Otros	N°	0	0	2	0	0	2	0	0	2	0	0	0
Pensionistas	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Regimen 20530	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Regimen.....	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Regimen.....	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Practicantes (Incluye Serum, Sesigras)	N°	12	12	12	12	14	14	17	17	17	17	16	17
TOTAL	N°	108	108	110	108	105	105	107	108	107	107	106	109

Personal en Planilla	N°	70	70	70	70	65	65	64	64	64	64	64	66
Personal en CAP	N°	70	70	70	70	65	65	64	65	64	0	64	66
Personal Fuera de CAP	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Según Afiliación	N°	70	70	70	70	65	65	64	65	64	64	64	66
Sujetos a Negociación Colectiva	N°	50	50	50	50	48	48	47	47	46	46	46	48
No Sujetos a Negociación Colectiva	N°	20	20	20	20	17	17	17	18	18	18	18	18

Personal Reincorporado	N°	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Ley de Ceses Colectivos	N°	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Derivados de Procesos de Despidos	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Personal contratado a plazo fijo	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autorizado por FONAFE	N°												
No autorizado por FONAFE	N°												

INDICADORES OPERATIVOS

RELEVANTES(Según Empresa)

Potencia Instalada	MW	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60
C. H. Aricota 1	MW	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80
C. H. Aricota 2	MW	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90
C. T. Independencia	MW	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90
Potencia Efectiva	MW	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87
C. H. Aricota 1	MW	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50
C. H. Aricota 2	MW	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40
C. T. Independencia	MW	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97
Embalse - Almacenado	MM de m3	219.45	223.26	234.14	234.34	231.89	229.72	227.57	225.35	222.94	220.47	217.89	220.47
Laguna Aricota	MM de m3	219.45	223.26	234.14	234.34	231.89	229.72	227.57	225.35	222.94	220.47	217.89	220.47
Embalse - Capacidad	MM de m3	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00
Laguna Aricota	MM de m3	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00
Energía Disponible (Activa y Reactiva)	MWh	20,877.07	36,581.84	56,063.36	72,893.81	93,155.25	117,408.91	142,682.42	167,576.27	188,629.86	212,665.14	236,929.37	260,871.97
Producción	MWh	19,513.25	35,132.71	54,614.23	71,444.68	91,706.13	115,959.78	141,233.29	166,127.14	187,180.74	211,216.01	235,480.24	259,422.84
Hidráulica	MWh	9,243.20	17,649.86	27,123.85	36,159.82	45,635.40	54,960.90	64,603.66	74,087.25	83,385.41	91,529.32	100,500.46	108,732.02
C. H. Aricota 1	MWh	5,551.05	10,635.52	16,314.27	21,787.89	27,397.82	32,860.02	38,488.60	44,029.08	49,482.62	54,121.00	59,454.11	64,949.76
C. H. Aricota 2	MWh	3,692.15	7,014.34	10,809.57	14,371.93	18,237.58	22,100.87	26,115.06	30,058.17	33,902.79	37,408.32	41,046.35	43,782.25
Térmica	MWh	10,270.05	17,482.85	27,490.38	35,284.86	46,070.73	60,998.88	76,629.63	92,039.89	103,795.33	119,686.69	134,979.79	150,690.82

C. T. Independencia	MWh	10,270.05	17,482.85	27,490.38	35,284.86	46,070.73	60,998.88	76,629.63	92,039.89	103,795.3 3	119,686.6 9	134,979.79	150,690.82
Compra (COES)	MWh	1,363.82	1,449.13	1,449.13	1,449.13	1,449.13	1,449.13	1,449.13	1,449.13	1,449.13	1,449.13	1,449.13	1,449.13
Distribución de la Energía (Activa y Reactiva)	MWh	18,149.43	36,581.84	56,063.36	72,893.81	93,155.25	117,408.9 1	142,682.4 2	167,576.2 7	188,629.8 6	212,665.1 4	236,929.37	260,871.97
Consumo Propio	MWh	413.05	744.59	1,142.33	1,491.31	1,937.07	2,461.50	3,011.71	3,545.47	3,990.25	4,555.71	5,129.94	5,713.97
Pérdidas	MWh	47.86	92.33	118.15	140.13	206.59	177.30	202.76	230.23	257.42	288.34	315.57	353.26
Venta (Volumen)	MWh	17,688.52	35,744.92	54,802.88	71,262.36	91,011.59	114,794.3 4	139,492.1 8	163,824.8 0	184,406.4 2	207,845.3 3	42,529,427.8 8	254,804.74
Clientes Libres (Volumen)	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	193.54	218.01	401.01	377.60	438.94	776.90	1,101.90
Empresas Distribuidoras (Volumen)	MWh	17,688.52	34,381.30	50,363.32	65,153.21	80,308.04	94,523.12	109,227.6 4	124,158.8 6	138,757.2 5	438.94	167,588.98	182,306.73
Con contrato (Volumen)	MWh	17,688.52	34,380.91	50,360.67	65,150.14	80,304.39	94,520.04	109,224.5 5	124,155.7 7	138,754.1 6	153,444.9 6	167,585.90	182,303.64
Electro Oriente LP	MWh	369.99	739.61	1,134.00	1,586.09	2,047.55	2,496.01	3,009.03	3,535.38	4,003.24	4,241.28	4,484.04	4,641.29
Electrodunas LP	MWh	7.38	14.12	21.23	28.99	37.77	46.33	55.17	63.90	72.88	81.55	90.28	99.41
Edecañete LP	MWh	117.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Edelnor LP	MWh	494.38	957.44	1,449.21	1,904.14	2,375.17	2,814.53	3,276.56	3,745.20	4,208.02	4,679.85	5,128.64	5,605.35
Luz del Sur LP	MWh	6,596.39	12,868.14	19,766.43	26,050.42	32,394.80	38,352.38	44,302.09	50,348.85	56,241.09	62,290.43	68,201.41	74,270.51
Electrodunas	MWh	0.00	0.00		0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Adinelsa - Reg.	MWh	2,012.30	3,896.71	3,896.71	3,896.71	3,896.71	3,896.71	3,896.71	3,896.71	3,896.71	0.00	3,896.71	3,896.71
Electrodunas Lic.	MWh	0.00	0.00		0.00	0.00		0.00	0.00	0.00	3,896.71	0.00	0.00
Edelnor Reg	MWh	8,048.08	15,586.28	23,591.78	30,997.69	38,665.56	45,817.86	53,339.38	60,968.45	68,502.71	76,183.61	83,489.51	91,249.89
Luz del Sur LP (Cantera)	MWh	0.00	232.01	358.36	470.63	577.35	674.48	776.58	878.49	977.78	1,077.56	1,165.68	1,274.83
Egepsa	MWh	40.17	81.51	135.72	207.45	296.51	403.85	546.05	690.16	823.11	959.57	1,096.88	1,232.92
Municipalidad Chachas	MWh	2.27	5.08	7.24	8.01	12.96	17.89	22.98	28.61	28.61	31.29	32.74	32.74
Sin contrato (Volumen)	MWh	0.20	0.39	2.65	3.07	3.64	3.08	3.09	3.09	3.09	3.09	3.09	3.09
Mercado Spot - Trans COES (Volumen)	MWh	0.00	1,363.62	4,439.56	6,109.57	10,704.53	20,078.11	30,046.95	39,349.85	45,271.98	53,961.85	63,227.12	71,396.45
Venta de Energía (Activa y Reactiva) - EPG	S/.	4,507,611 .15	8,939,712. 08	12,985,03 6.26	16,781,78 1.84	20,499,04 6.70	24,297,20 8.32	28,176,85 8.26	32,209,47 8.19	36,072,62 7.52	40,051,36 9.44	43,836,287.4 6	47,785,412. 08
Clientes Libres (En S/.)	S/.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	54,645.21	84,360.96	118,794.5 2	138,008.0 9	157,918.1 1	208,663.90	288,913.83
Empresas Distribuidoras (En S/.)	S/.	4,507,611 .15	8,938,742. 39	12,983,77 7.67	16,780,52 3.25	20,497,78 8.11	24,047,45 7.60	27,703,27 1.78	31,449,00 7.96	35,159,19 1.87	38,841,56 0.63	42,524,166.9 3	46,392,586. 24
Con contrato (En S/.)	S/.	4,507,069 .15	8,938,166. 39	12,982,85 7.34	16,779,53 4.56	20,496,71 4.98	24,046,46 8.39	27,702,28 0.75	31,448,01 6.92	35,158,20 0.84	38,840,56 9.60	42,523,175.0 5	46,391,594. 35

[illegible]

Año 2018 - Estimado

RUBROS	Unidad de Medida	Enero 2018	Febrero 2018	Marzo 2018	Abril 2018	Mayo 2018	Junio 2018	Julio 2018	Agosto 2018	Septiembre 2018	Octubre 2018	Noviembre 2018	Diciembre 2018
--------	------------------	------------	--------------	------------	------------	-----------	------------	------------	-------------	-----------------	--------------	----------------	----------------

PERSONAL

Planilla	N°	66	66	66	67	67	71	69	67	67	67	68	73
Gerente General	N°	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Gerentes	N°	4	4	4	4	4	5	5	5	5	5	5	4
Ejecutivos	N°	14	14	14	14	14	16	16	15	15	14	14	17
Profesionales	N°	15	15	15	16	16	17	13	12	12	12	13	16
Técnicos	N°	30	30	30	30	30	30	32	32	32	33	33	32
Administrativos	N°	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
Locación de Servicios	N°						0						
Servicios de Terceros	N°	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Personal de Cooperativas	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Personal de Services	N°	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Otros	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pensionistas	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Regimen 20530	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Regimen	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Regimen	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Practicantes (Incluye Serum, Sesigras)	N°	17	17	17	17	17	15	15	15	15	15	14	16
TOTAL	N°	109	109	109	110	110	112	110	108	108	108	108	115

Personal en Planilla	N°	66	66	66	67	67	71	69	67	67	67	68	73
Personal en CAP	N°	66	66	66	67	67	71	69	67	67	67	68	73
Personal Fuera de CAP	N°	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0
Según Afiliación	N°	66	66	66	67	67	71	69	67	67	67	68	73
Sujetos a Negociación Colectiva	N°	48	48	48	48	48	46	44	44	44	44	44	51
No Sujetos a Negociación Colectiva	N°	18	18	18	19	19	25	25	23	23	23	23	22

Personal Reincorporado	N°	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Ley de Ceses Colectivos	N°	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Derivados de Procesos de Despidos	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Personal contratado a plazo fijo	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autorizado por FONAFE	N°												
No autorizado por FONAFE	N°												

**INDICADORES OPERATIVOS
RELEVANTES(Según Empresa)**

Potencia Instalada	MW	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60	58.60
C. H. Aricota 1	MW	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80	23.80
C. H. Aricota 2	MW	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90	11.90
C. T. Independencia	MW	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90	22.90
Potencia Efectiva	MW	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87	57.87
C. H. Aricota 1	MW	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50	22.50
C. H. Aricota 2	MW	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40	12.40
C. T. Independencia	MW	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97	22.97
Embalse - Almacenado	MM de m3	220.47	223.83	228.26	226.11	223.64	221.80	220.16	218.32	206.21	203.31	200.41	197.51
Laguna Aricota	MM de m3	220.47	223.83	228.26	226.11	223.64	221.80	220.16	218.32	206.21	203.31	200.41	197.51
Embalse - Capacidad	MM de m3	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00
Laguna Aricota	MM de m3	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00
Energía Disponible (Activa y Reactiva)	MWh	21,308.02	38,024.34	56,231.75	74,037.71	97,753.98	121,116.91	144,837.02	168,711.64	191,932.51	212,764.38	232,240.22	251,927.30
Producción	MWh	21,308.02	38,024.34	56,231.75	74,037.71	97,753.98	121,116.91	144,837.02	168,711.64	191,932.51	212,764.38	232,240.22	251,927.30
Hidráulica	MWh	9,104.04	17,753.29	27,359.07	36,669.62	46,192.75	55,368.84	65,461.38	74,476.78	79,961.09	89,367.38	98,470.24	107,876.53
C. H. Aricota 1	MWh	5,546.37	10,707.26	16,456.05	21,988.97	27,618.89	33,004.42	39,023.92	44,306.18	45,250.16	50,575.39	55,728.84	61,054.07
C. H. Aricota 2	MWh	3,557.68	7,046.03	10,903.02	14,680.65	18,573.87	22,364.42	26,437.46	30,170.60	34,710.93	38,791.99	42,741.40	46,822.45
Térmica	MWh	12,203.98	20,271.05	28,872.68	37,368.09	51,561.22	65,748.08	79,375.65	94,234.85	111,971.42	123,397.00	133,769.99	144,050.77

C. T. Independencia	MWh	12,203.98	20,271.05	28,872.68	37,368.09	51,561.22	65,748.08	79,375.65	94,234.85	111,971.4 2	123,397.0 0	133,769.9 9	144,050.7 7
Compra (COES)	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Distribución de la Energía (Activa y Reactiva)	MWh	21,308.02	38,024.34	56,231.75	74,037.71	97,753.98	121,116.9 2	144,837.0 2	168,711.6 4	191,932.5 1	212,764.3 8	232,240.2 2	251,927.3 0
Consumo Propio	MWh	502.89	866.71	1,258.31	1,642.86	2,165.00	2,690.81	3,182.45	3,706.65	4,718.61	5,212.57	5,666.65	6,120.54
Pérdidas	MWh	41.06	83.74	127.48	184.61	231.38	276.29	327.71	360.25	559.73	625.57	689.29	755.14
Venta (Volumen)	MWh	20,764.07	37,073.89	54,845.96	72,210.23	95,357.60	118,149.8 2	141,326.8 6	164,644.7 4	186,654.1 7	206,926.2 4	225,884.2 8	245,051.6 2
Clientes Libres (Volumen)	MWh	617.83	1,104.11	1,549.42	2,064.65	2,497.78	2,909.04	3,300.69	3,598.42	983.57	1,023.02	1,067.47	1,130.64
Empresas Distribuidoras (Volumen)	MWh	14,326.24	27,927.74	42,484.00	56,403.15	70,214.94	83,460.59	96,924.38	110,309.1 7	164,210.9 7	182,874.7 0	200,963.9 2	219,612.2 5
Con contrato (Volumen)	MWh	14,326.24	27,927.74	42,484.00	56,403.15	70,214.94	83,460.59	96,924.38	110,309.1 7	164,210.9 7	182,874.7 0	200,963.9 2	219,612.2 5
Luz del Sur LP	MWh	11,984.63	23,307.52	35,535.34	47,154.75	58,640.85	69,641.37	1,465.28	91,805.50	141,349.4 6	157,400.1 3	172,933.0 4	188,983.7 1
Edelnor LP	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Edecañete LP	MWh	222.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Electrodunas LP	MWh	8.54	16.16	25.51	34.75	44.52	54.28	64.31	74.25	76.74	85.46	93.89	102.61
Electro Oriente LP	MWh	256.83	610.33	831.07	1,062.66	1,303.25	1,558.12	1,879.20	2,172.80	1,241.39	1,382.36	1,518.77	1,659.74
Luz del Sur (cantera)	MWh	0.00	424.52	653.28	866.16	1,073.65	1,265.56	80,727.22	1,662.15	2,108.30	2,347.71	2,579.39	2,818.80
Adinelsa	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Edelnor Reg	MWh	1,803.36	3,493.04	5,326.49	7,088.00	8,829.72	10,497.53	12,193.17	13,887.04	18,505.13	20,606.44	22,639.97	24,741.29
Egepsa	MWh	50.80	76.16	112.31	125.45	149.80	163.61	204.68	229.79	886.71	1,004.46	1,145.95	1,248.30
Municipalidad de Chachas	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	43.24	48.15	52.90	57.81
Edelsa	MWh	0.00	0.00	0.00	71.39	173.16	280.11	390.51	477.64	0.00	0.00	0.00	0.00
Sin contrato (Volumen)	MWh	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mercado Spot - Trans COES (Volumen)	MWh	5,820.00	8,042.05	10,812.55	13,742.43	22,644.88	31,780.19	41,101.80	50,737.15	21,459.63	23,028.52	23,852.89	24,308.73
Venta de Energía (Activa y Reactiva) - EPG	S/.	4,153,583 .98	8,499,842 .88	12,654,953 .56	16,855,310 .30	20,997,967 .92	25,047,844 .47	29,248,583 .65	33,254,034 .32	42,317,208 .65	47,033,937 .92	51,657,345 .87	56,368,009 .14
Clientes Libres (En S/.)	S/.	162,318.6 9	306,143.0 1	435,776.0 3	577,180.8 7	702,319.3 1	825,559.8 8	942,411.2 4	1,036,461. 58	280,161.2 0	293,923.2 8	309,078.0 8	328,637.4 6
Empresas Distribuidoras (En S/.)	S/.	3,991,265 .29	7,913,446 .63	11,861,919 .57	15,794,619 .41	19,523,524 .17	23,146,989 .69	26,790,134 .58	30,425,258 .40	41,633,896 .40	46,327,589 .57	50,935,270 .10	55,625,684 .54
Con contrato (En S/.)	S/.	3,991,265 .29	7,913,446 .63	11,861,919 .57	15,794,619 .41	19,523,524 .17	23,146,989 .69	26,790,134 .58	30,425,258 .40	41,633,896 .40	46,327,589 .57	50,935,270 .10	55,625,684 .54

Luz del Sur LP	S/.	3,297,914 .15	6,552,093 .41	9,845,005. 66	13,103,178 .49	16,190,005 .54	19,184,204 .22	22,164,057 .92	25,142,216 .67	35,705,537 .00	39,726,330 .52	43,666,856 .60	47,687,650 .12
Edelnor LP	S/.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Edecañete LP	S/.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Electrodunas LP	S/.	2,648.17	5,167.70	7,944.15	10,889.30	13,787.35	16,740.70	19,572.67	22,536.08	23,110.11	25,707.69	28,260.58	30,858.16
Electro Oriente LP	S/.	77,956.39	179,735.9 1	250,128.5 6	319,311.6 9	389,837.3 9	463,524.8 7	556,341.8 5	650,289.3 6	310,842.3 8	345,678.0 9	380,114.1 8	415,082.9 1
Luz del Sur (cantera)	S/.	61,898.65	119,623.3 4	182,303.4 0	241,315.8 8	296,318.3 7	348,343.8 6	401,794.2 0	454,478.1 3	548,604.5 3	610,143.1 9	670,596.1 4	732,308.7 6
Adinelsa	S/.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Edelnor Reg	S/.	528,577.8 3	1,013,515 .22	1,509,707. 56	2,002,810. 39	2,465,949. 43	2,915,135. 02	3,367,527. 82	3,819,148. 64	4,742,792. 35	5,276,719. 31	5,800,221. 22	6,334,148. 18
Egepsa	S/.	22,270.10	43,311.05	66,830.24	84,185.77	101,896.5 2	117,728.0 7	144,925.7 6	168,438.5 3	283,903.5 3	321,763.6 7	365,860.5 7	400,137.2 7
Municipalidad de Chachas	S/.	0.00	0.00	0.00	32,927.89	0.00	0.00	0.00	0.00	19,106.50	21,247.11	23,360.81	25,499.14
Edelsa		0.00	0.00	0.00	0.00	65,726.29	101,312.9 6	135,914.3 6	168,150.9 9	0.00	0.00	0.00	0.00
Sin contrato (En S/.)	S/.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Mercado Spot - Trans COES (En S/.)	S/.	0.00	280,253.2 4	357,257.9 6	483,510.0 2	772,124.4 4	1,075,294. 90	1,516,037. 83	1,792,314. 34	403,151.0 5	412,425.0 7	412,997.6 9	413,687.1 4
Compra de Energía (En S/.)	S/.	15,952.58	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	284,634.4 2	284,634.4 2	359,027.8 5	438,477.5 8
Compra de Potencia (En S/.)	S/.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pagos por Servicios Complementarios	S/.	0.00	522,045.6 7	733,250.1 7	956,194.7 3	981,690.9 9	1,001,054. 44	1,046,046. 81	1,100,206. 49	0.00	0.00	0.00	0.00