



# 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.

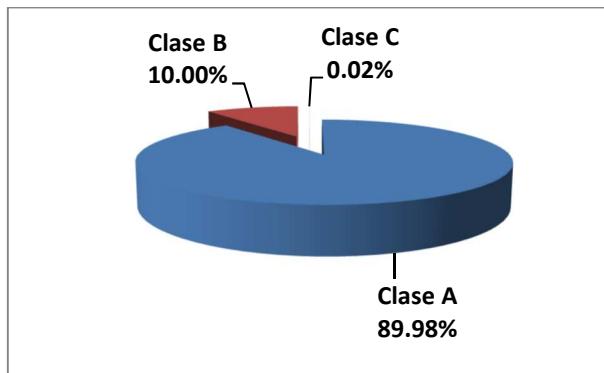
#### 1.2. Objeto Social

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, Zhórzhik: 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.

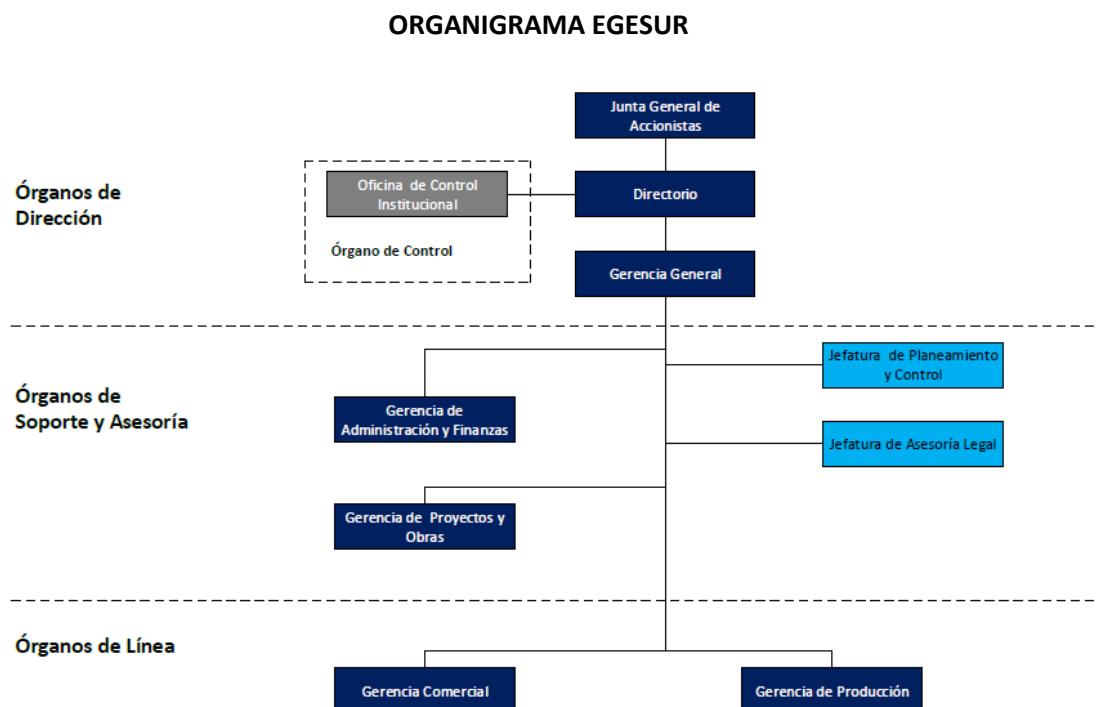
## **1.7. Estructura organizacional de la Empresa**

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:



### 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.

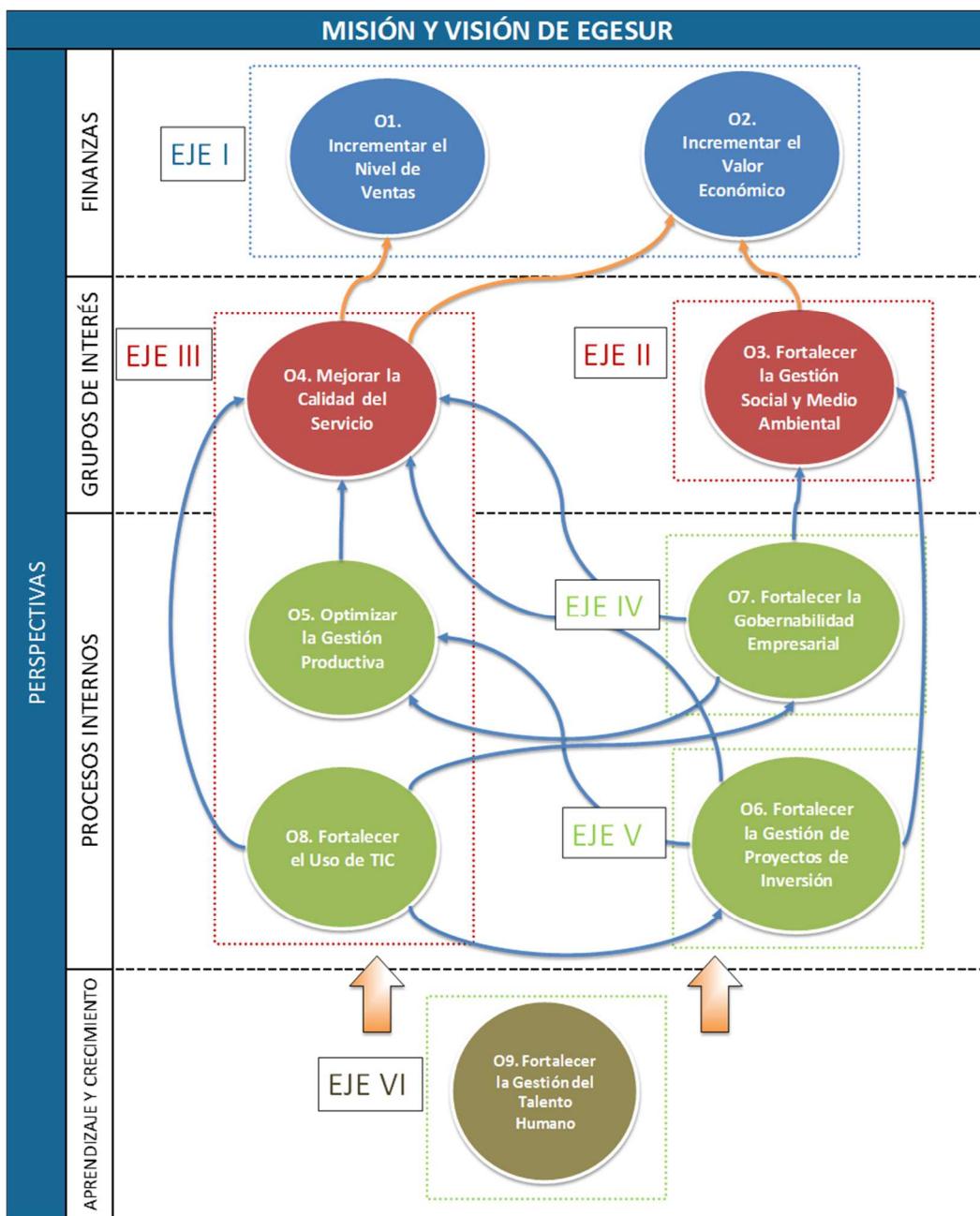
### **3.4. Horizonte del Plan Estratégico**

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 ESTRÁTÉGICOS	ACCIÓN ESTRÁTÉGICA	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%	(Ganancia (Pérdida) Neta del Ejercicio / Total de Ingresos de Actividades Ordinarias del Ejercicio) x 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%	Σ Ventas del Ejercicio / Σ Activos del Ejercicio	EEFF	A
		Ratio Gasto Administrativo - Producción	Soles / MWh	2016	24.25	23.80	22.42	21.61	18.46	16.22	(Gastos de Administración del Ejercicio / 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%	(Número de actividades ejecutadas / Número de Actividades Planificadas)* 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%	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 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%	(Nº de auditorías ejecutadas / Nº de auditorías Planificadas) x 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-(horas indisponibles forzadas + programadas)/(horas del período x Nº Grupos)]* 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%	(Presupuesto Ejecutado / Presupuesto Programado) x 100	Informe de Gestión Logística	A/P/C
		Gestión del Plan Anual de Contrataciones	Porcentaje	2016	89.19%	90%	90%	90%	90%	90%	(Presupuesto Ejecutado PAC / Presupuesto Programado Anual de los procesos del PAC) x 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%	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 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%	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 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%	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 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%	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 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%	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 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%	(Número de cursos impartidos / Número de cursos planificados) * 100	Informe de Personal	AP
		Cumplimiento del Programa de Mejora de Clima Laboral	Porcentaje	2016	--	100%	100%	100%	100%	100%	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 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	(Ganancia (Pérdida) Neta del Ejercicio / Total de Ingresos de Actividades Ordinarias del Ejercicio) x 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	$\Sigma$ Ventas del Ejercicio / $\Sigma$ Activos del Ejercicio	Porcentaje	5.88%	23.00%	26.35%	23.00%
		Ratio Gasto Administrativo - Producción	(Gastos de Administración del Ejercicio / 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	(Número de actividades ejecutadas / Número de Actividades Planificadas)* 100	Porcentaje	5.88%	100.00%	100.00%	100.00%
	3.2 Optimizar el Sistema de Gestión Ambiental	Cumplimiento de Plan de Gestión Ambiental	(Número de actividades implementadas / Número de Actividades Programadas)* 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	(Nº de auditorías ejecutadas / Nº de auditorías Planificadas) x 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%
			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%
		2		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	(Nº de auditorías ejecutadas / Nº 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 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	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%

			7.1. 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%
7	O7. Fortalecer la gobernabilidad empresarial	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 N° x (cursos realizados/total de cursos programados) + 0.3 x (monto presupuesto ejecutado / monto presupuesto aprobado)) x 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.

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

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

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

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

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

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

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

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

<b>Perspectiva</b>	Procesos							
<b>Objetivo Estratégico</b>	Mejorar la calidad del servicio							
<b>Objetivo Operativo</b>	Fortalecer el Sistema de Gestión de Calidad							
<b>Auditorías al SGC</b>								
<b>Unidad de Medida</b>	Porcentaje							
<b>Tipo de indicador</b>	CI							
<b>Fórmula de cálculo</b>	(Nº de auditorías ejecutadas / Nº de auditorías Planificadas) x 100							
<b>Fuente auditable</b>	Informe de SGC							
<b>Datos históricos</b>		<b>Año 2016</b>	<b>Año 2017</b>	<b>Año 2018*</b>				
		100%	100%	100%				
<b>Metas</b>	<b>Al Trim I</b>	<b>Al Trim II</b>	<b>Al Trim III</b>	<b>Al Trim IV</b>				
	0%	50%	70%	100%				
<b>Proyecciones</b>	<b>Año 2020</b>	<b>Año 2021</b>						
	100%	100%						
<b>Valor de Referencia</b>								
<b>Análisis de la evolución del indicador</b>								
El indicador tiende a estar en Continuo Incremento.								
<b>Análisis de la evolución del componente 1</b>								
Nº de auditorías ejecutadas								
<b>Análisis de la evolución del componente 2</b>								
Nº de auditorías Planificadas								
<b>Justificación en las metas propuestas</b>								
Según lo establecido en el Plan Estratégico Institucional 2017- 2021.								

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

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

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

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

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

<b>Perspectiva</b>	Proyectos							
<b>Objetivo Estratégico</b>	Fortalecer la Gestión de Proyectos de Inversión							
<b>Objetivo Operativo</b>	Incrementar el cumplimiento de ejecución de actividades de proyectos de inversión.							
<b>Gestión del Plan Anual de Contrataciones</b>								
<b>Eficiencia de inversiones FBK</b>								
<b>Unidad de medida</b>	Porcentaje							
<b>Tipo de indicador</b>	CI							
<b>Fórmula de cálculo</b>	(Presupuesto Ejecutado PAC / Presupuesto Programado Anual de los procesos del PAC) x 100 (Monto ejecutado FBK / Monto inicial aprobado FBK) x 100							
<b>Fuente auditable</b>	Informe de Gestión de Logística Informe de Proyectos							
<b>Datos históricos</b>		<b>Año 2016</b>	<b>Año 2017</b>	<b>Año 2018*</b>				
		89.19%	90.00%	90.00%				
<b>Metas</b>	<b>Al Trim I</b>	<b>Al Trim II</b>	<b>Al Trim III</b>	<b>Al Trim IV</b>				
	10%	30%	60%	100%				
<b>Proyecciones</b>	<b>Año 2020</b>	<b>Año 2021</b>						
	90.00%	90.5%						
<b>Valor de Referencia</b>								
<b>Análisis de la evolución del indicador</b>								
El indicador tiende a estar en Continuo Crecimiento.								
<b>Análisis de la evolución del componente 1</b>								
Análisis de la evolución del componente 1								
Monto ejecutado FBK								
<b>Análisis de la evolución del componente 2</b>								
Análisis de la evolución del componente 2								
Monto inicial aprobado FBK								
<b>Justificación en las metas propuestas</b>								
Justificación en las metas propuestas								
Trabajo de los Proyectos de Inversión.								
Según lo establecido en el Plan Estratégico Institucional 2017- 2021.								

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

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

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

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

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

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

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 m<sup>3</sup>/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 GGEEEDUP 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 indisponer 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)
<b>PRESUPUESTO DE OPERACIÓN</b>			
<b>1 INGRESOS</b>	<b>61,630,954</b>	<b>64,553,447</b>	<b>64,768,713</b>
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 participación 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	AI 31/12/2017 (REAL)	AI 31/12/2018 (ESTIMADO)	PRESUPUESTO 2019 (PROYECTADO)
<b>PRESUPUESTO DE OPERACIÓN</b>			
<b>6 FINANCIAMIENTO NETO</b>	<b>1,611,119</b>	<b>268,807</b>	<b>120,916,611</b>
<b>6.1 Financiamiento Externo Neto</b>	<b>1,611,119</b>	<b>268,807</b>	<b>64,878,452</b>
<b>6.1.1. Financiamiento largo plazo</b>	<b>1,611,119</b>	<b>268,807</b>	<b>64,878,452</b>
6.1.1.1 Desembolsos	1,611,569	269,129	64,900,083
<b>6.1.1.2 Servicios de Deuda</b>	<b>450</b>	<b>322</b>	<b>21,631</b>
6.1.1.2.1 Amortización		0	0
6.1.1.2.2 Intereses y comisiones de la deuda	450	322	21,631
<b>6.2 Financiamiento Interno Neto</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>56,038,159</b>
<b>6.2.1. Financiamiento Largo PLazo</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>56,038,159</b>
6.2.1.1 Desembolsos		0	56,249,093
<b>6.2.1.2 Servicio de la Deuda</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>210,934</b>
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 GESTIÓN

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	AI 31/12/2017 (REAL)	AI 31/12/2018 (ESTIMADO)	PRESUPUESTO 2019 APROBADO
<b>PRESUPUESTO DE OPERACIÓN</b>			
<b>2 EGRESOS</b>	<b>52,097,410</b>	<b>51,832,032</b>	<b>51,509,726</b>
<b>2.1 Compra de Bienes</b>	<b>26,299,546</b>	<b>26,570,825</b>	<b>21,451,631</b>
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
<b>2.2. Gastos de personal (GIP)</b>	<b>6,683,896</b>	<b>6,818,456</b>	<b>9,064,357</b>
<b>2.2.1 Sueldos y Salarios (GIP)</b>	<b>4,630,357</b>	<b>5,026,999</b>	<b>6,236,152</b>
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
<b>2.2.7 Otros gastos de personal (GIP)</b>	<b>1,072,305</b>	<b>784,489</b>	<b>1,497,398</b>
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
<b>2.3 Servicios prestados por terceros</b>	<b>14,681,901</b>	<b>14,690,773</b>	<b>16,885,062</b>
2.3.1 Transporte y almacenamiento	11,696,574	12,365,227	12,887,011
2.3.2 Tarifas de servicios públicos	284,266	298,616	482,843
<b>2.3.3 Honorarios profesionales (GIP)</b>	<b>650,201</b>	<b>470,234</b>	<b>871,645</b>
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
2.3.4 Mantenimiento y Reparación	417,457	243,692	667,000
2.3.5 Alquileres	45,715	86,450	384,658
<b>2.3.6 Serv. de vigilancia, guardiania y limpieza</b>	<b>725,358</b>	<b>661,014</b>	<b>677,695</b>
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
<b>2.3.8 Otros</b>	<b>858,463</b>	<b>564,430</b>	<b>904,610</b>
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 servicios (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
<b>2.4 Tributos</b>	<b>1,089,629</b>	<b>1,115,873</b>	<b>1,151,238</b>
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
<b>2.5 Gastos diversos de Gestión</b>	<b>1,833,942</b>	<b>1,585,760</b>	<b>1,794,420</b>
2.5.1 Seguros	1,113,799	1,036,046	1,218,377
2.5.2 Viáticos (GIP)	194,178	134,644	150,580
2.5.3 Gastos de Representación	10,203	5,527	9,600
<b>2.5.4 Otros</b>	<b>515,762</b>	<b>409,543</b>	<b>415,862</b>
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
<b>2.6 Gastos Financieros</b>	<b>1,508,496</b>	<b>1,050,344</b>	<b>1,163,018</b>
<b>2.7 Otros</b>		<b>0</b>	<b>0</b>
<b>RESULTADO DE OPERACION</b>	<b>9,533,544</b>	<b>12,721,415</b>	<b>13,258,987</b>

<b>3 GASTOS DE CAPITAL</b>	<b>3,610,291</b>	<b>1,157,502</b>	<b>68,000,000</b>
<b>3.1 Presupuesto de Inversiones - FBK</b>	<b>3,610,291</b>	<b>1,157,502</b>	<b>68,000,000</b>
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 Inversión Financiera		0	0
3.3 Otros		0	0
<b>4 INGRESOS DE CAPITAL</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
4.1 Aportes de Capital		0	0
4.2 Ventas de activo fijo		0	0
4.3 Otros		0	0
<b>5 TRANSFERENCIAS NETAS</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
5.1 Ingresos por Transferencias		0	0
5.2 Egresos por Transferencias		0	0
<b>RESULTADO ECONOMICO</b>	<b>5,923,253</b>	<b>11,563,913</b>	<b>-54,741,012</b>
<b>6 FINANCIAMIENTO NETO</b>	<b>1,611,119</b>	<b>268,807</b>	<b>120,916,611</b>
<b>6.1 Financiamiento Externo Neto</b>	<b>1,611,119</b>	<b>268,807</b>	<b>64,878,452</b>
<b>6.1.1. Financiamiento largo plazo</b>	<b>1,611,119</b>	<b>268,807</b>	<b>64,878,452</b>
6.1.1.1 Desembolsos	1,611,569	269,129	64,900,083
<b>6.1.1.2 Servicios de Deuda</b>	<b>450</b>	<b>322</b>	<b>21,631</b>
6.1.1.2.1 Amortización		0	0
6.1.1.2.2 Intereses y comisiones de la deuda	450	322	21,631
<b>6.1.2. Financiamiento corto plazo</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
6.1.2.1 Desembolsos		0	0
<b>6.1.2.2 Servicio de la Deuda</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
6.1.2.2.1 Amortización		0	0
6.1.2.2.2 Intereses y comisiones de la deuda		0	0
<b>6.2 Financiamiento Interno Neto</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>56,038,159</b>
<b>6.2.1. Financiamiento Largo PLazo</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>56,038,159</b>
6.2.1.1 Desembolsos		0	56,249,093
<b>6.2.1.2 Servicio de la Deuda</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>210,934</b>
6.2.1.2.1 Amortización		0	0
6.2.1.2.2 Intereses y comisiones de la deuda		0	210,934
<b>6.2.2. Financiamiento Corto Plazo</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
6.2.2.1 Desembolsos		0	0
<b>6.2.2.2 Servicio de la Deuda</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
6.2.2.2.1 Amortización		0	0
6.2.2.2.2 Intereses y comisiones de la Deuda		0	0
<b>RESULTADO DE EJERCICIOS ANTERIORES</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>SALDO FINAL</b>	<b>7,534,372</b>	<b>11,832,720</b>	<b>66,175,599</b>
<b>GIP-TOTAL</b>	<b>8,250,439</b>	<b>8,015,104</b>	<b>11,059,451</b>
<b>Impuesto a la Renta</b>	<b>1,926,389</b>	<b>2,322,901</b>	<b>2,709,478</b>

- 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
<b>PRESUPUESTO DE OPERACIÓN</b>			
<b>2.2. Gastos de personal (GIP)</b>	<b>6,683,896</b>	<b>6,818,456</b>	<b>9,064,357</b>
<b>2.2.1 Sueldos y Salarios (GIP)</b>	<b>4,630,357</b>	<b>5,026,999</b>	<b>6,236,152</b>
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
<b>2.2.7 Otros gastos de personal (GIP)</b>	<b>1,072,305</b>	<b>784,489</b>	<b>1,497,398</b>
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
<b>2.3.3 Honorarios profesionales (GIP)</b>	<b>650,201</b>	<b>470,234</b>	<b>871,645</b>
2.3.3.1 Auditorias (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
<b>2.3.6 Serv. de vigilancia, guardiania y limp. (GIP)</b>	<b>725,358</b>	<b>661,014</b>	<b>677,695</b>
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
2.3.8.1 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
2.5.4.1 Otros relacionados a GIP (GIP)		0	0
<b>GIP-TOTAL</b>	<b>8,250,439</b>	<b>8,015,104</b>	<b>11,059,451</b>

- 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

### 5.2.2. Egresos de Capital.

- a) Supuestos cuantitativos y cualitativos que lo sustentan.

En esta partida están considerados los desembolsos en los proyectos de inversión y la Adquisición de Bienes de Capital no Ligados a Proyectos, necesarios para la operación de las centrales de generación y sedes administrativas.

## PROYECTOS DE INVERSIÓN

Se estima realizar un gasto de S/ 56,059,848 de acuerdo al detalle que se muestra en lo siguiente:

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 Gestión y Trámite para la adquisición de servidumbres (saldos), CH Aricota 3

Con relación al Proyecto “**Centrales Hidroeléctricas Moquegua 1 y 3**”, el estimado del gasto asciende a S/. 39.151.207. Se ha previsto realizar gastos en los siguientes rubros:

- Compra de terrenos y servidumbres
  - Adquisición de terrenos y servidumbres a posecionarios 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 Tramite 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).

- b) Cuadros con información de soporte

  - 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**

**Cuadro N° 5**  
**Inversiones Fbk (En Soles)**

N°	PORTAFOLIO DE INVERSIONES (Según Criterios)	TOTAL	Ejecución al 31.12.2018	Previsto para el Año 2019				
				IMPORTE	FINANCIAMIENTO			
			(Estimado)		Recursos Propios	Endeudamiento	Aportes de Capital	Saldos Años Anteriores
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			
	<b>TOTAL</b>	<b>692 686 259</b>	<b>1,000,837</b>	<b>56,059,848</b>	<b>12,908,640</b>	<b>39,151,207</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

▪ 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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 Nº 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:

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

- Para el saneamiento y compra de terrenos, se viene brindando 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 solicitará 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 m<sup>3</sup>/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 Nº 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 m<sup>3</sup>/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	<b>Aricota:</b> 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	<b>Aricota:</b> 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). <b>Independencia:</b> Compra de 08 turbocompresores ( S/ 5,254,652) y repuestos Wartsila ( S/ 5,000,000).
Maquinaria y Equipo de Distribución Primaria	15,000	<b>Aricota:</b> 4 Transformadores Distribución.
Unidades de Transporte y Carga	150,000	<b>Independencia:</b> Unidad para trabajos en altura
Muebles y Enseres	31,500	<b>Independencia:</b> Implementación y renovación de muebles para comedor, vestuarios, capacitación, almacenes (S/ 25,000). <b>Contabilidad:</b> Renovación mobiliario de oficina (S/ 4,500). <b>Centro de Control:</b> Sillas Ergonómicas Centro de Control (S/ 2,000).
Equipos de Ingeniería y Afines	189,000	<b>Aricota:</b> telurómetro, Analizador de aceite, caudalímetro, reloj comparador, revelador tensión portátil (S/ 50,000). <b>Independencia:</b> Equipos de mantenimiento predictivo (S/ 50,000). <b>Comercial:</b> 02 medidores para usarlos para facturación y NTCSE, a ser instalados en Propesur y Edelsa (S/ 26,000). <b>Centro de Control:</b> Concentrador de Datos3, GPS2, Switch4, controladorBahia3 (S/ 63,000).
Equipos de Comunicación	270,500	<b>TIC:</b> Firewall, Central Telefónica IP y Equipos de comunicación, router y switch (S/ 55,000). <b>Comercial:</b> Implementación de medición a distancia de medidores Propesur y EGEPSA - Modem (S/ 3,500). <b>Centro de Control:</b> Concentrador de Datos3, GPS2, Switch4, controladorBahia3 (S/ 212,000).
Equipos y Herramientas	167,000	<b>Aricota:</b> plataforma elevadora para luminarias una altura 20 m (S/ 27,000). <b>Independencia:</b> Equipos para medición de conjuntos potencia en mantenimiento preventivo ( S/ 140,000).
Maquinaria y Equipo de Procesamiento automático de Datos	161,500	<b>TIC:</b> UPS (Aricota, Pisco), Baterías para UPS (Aricota, Pisco), Transformadores para UPS (Aricota, Pisco) y Equipo de proyección multimedia (S/ 80,000). <b>Aricota:</b> Salida Analógica SM1232, Swich tl2 e284, Interruptores posición, Interruptor automático (S/ 35,000). <b>Centro de Control:</b> renovar las 04 PC, y monitores 32pulg, 50pulg, operación 24 horas del día (S/ 46,500).
Maquinaria y Equipo Electrodoméstico	24,000	<b>Independencia:</b> Equipos para talleres, almacenes y sala de máquinas (Pantallas, refrigeradores) (S/ 15,000). <b>Aricota:</b> 2 microondas, matamoscas, cocinas, thermas, refrigeradora (S/ 9,000).
Inversión en Intangibles	479,500	<b>TIC:</b> Licencias de Microsoft, SAP, Facturación Electrónica, Antivirus, ArcServ Backup, Forwarding de correo.
Otros	32,000	<b>Aricota:</b> Equipamiento Mini cargador (Aro-llanta, llanta oruga- uñas para pala) (S/ 30,000). <b>Centro de Control:</b> 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.

RÚBROS	AI 31/12/2017 (REAL)	AI 31/12/2018 (ESTIMADO)	PRESUPUESTO 2019 APROBADO
<b>6 FINANCIAMIENTO NETO</b>	<b>1,611,119</b>	<b>268,807</b>	<b>120,916,611</b>
<b>6.1 Financiamiento Externo Neto</b>	<b>1,611,119</b>	<b>268,807</b>	<b>64,878,452</b>
<b>6.1.1. Financiamiento largo plazo</b>	<b>1,611,119</b>	<b>268,807</b>	<b>64,878,452</b>
6.1.1.1 Desembolsos	1,611,569	269,129	64,900,083
<b>6.1.1.2 Servicios de Deuda</b>	<b>450</b>	<b>322</b>	<b>21,631</b>
6.1.1.2.1 Amortizacion		0	0
6.1.1.2.2 Intereses y comisiones de la deuda	450	322	21,631
<b>6.1.2. Financiamiento corto plazo</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
6.1.2.1 Desembolsos		0	0
<b>6.1.2.2 Servicio de la Deuda</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
6.1.2.2.1 Amortizacion		0	0
6.1.2.2.2 Intereses y comisiones de la deuda		0	0
<b>6.2 Financiamiento Interno Neto</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>56,038,159</b>
<b>6.2.1. Financiamiento Largo PLazo</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>56,038,159</b>
6.2.1.1 Desembolsos		0	56,249,093
<b>6.2.1.2 Servicio de la Deuda</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>210,934</b>
6.2.1.2.1 Amortizacion		0	0
6.2.1.2.2 Intereses y comisiones de la deuda		0	210,934
<b>6.2.2. Financiamiento Corto Plazo</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
6.2.2.1 Desembolsos		0	0
<b>6.2.2.2 Servicio de la Deuda</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
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
<b>I.- PERSONAL</b>													
<b>Planilla</b>	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
<b>Locación de Servicios</b>	Nº												
<b>Servicios de Terceros</b>	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
<b>Pensionistas</b>	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
<b>Practicantes ( Incluye Serum, Sesigras )</b>	Nº	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
<b>TOTAL</b>	Nº	115	115	115	115	115	115	123	123	123	123	123	123
<b>Personal en Planilla</b>	Nº	73	73	73	73	73	73	81	81	81	81	81	81
<b>Personal en CAP</b>	Nº	73	73	73	73	73	73	81	81	81	81	81	81
<b>Personal Fuera de CAP</b>	Nº	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Según Afiliación</b>	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

<b>Personal Reincorporado</b>	Nº	5	5	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	5	5
Derivados de Procesos de Despidos	Nº	0	0	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	0	0

<b>Personal contratado a plazo fijo</b>	Nº	0	0	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)**

<b>Potencia Instalada</b>	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	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	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	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	22.90	22.90
<b>Potencia Efectiva</b>	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	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	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	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	22.97	22.97
<b>Embalse - Capacidad</b>	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	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	804.00	804.00
<b>Energía Disponible (Activa y Reactiva)</b>	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		
<b>Producción</b>	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	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		
<b>Compra (COES)</b>	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	0.00	0.00
<b>Distribución de la Energía (Activa y Reactiva)</b>	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		
<b>Consumo Propio</b>	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		



■ 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
<b>PERSONAL</b>										
<b>Planilla</b>	N°	<b>70</b>	<b>66</b>	<b>73</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>11</b>	<b>8</b>
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
<b>Locación de Servicios</b>	N°								<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Servicios de Terceros</b>	N°	<b>26</b>	<b>26</b>	<b>26</b>	<b>26</b>	<b>26</b>	<b>26</b>	<b>26</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
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
<b>Pensionistas</b>	N°	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
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
<b>Practicantes ( Incluye Serum, Sesigras )</b>	N°	<b>13</b>	<b>17</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>TOTAL</b>	N°	<b>109</b>	<b>109</b>	<b>115</b>	<b>123</b>	<b>123</b>	<b>123</b>	<b>123</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
<b>Personal en Planilla</b>	N°	<b>70</b>	<b>66</b>	<b>73</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>11</b>	<b>8</b>
<b>Personal en CAP</b>	N°	<b>70</b>	<b>66</b>	<b>73</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>11</b>	<b>8</b>
<b>Personal Fuera de CAP</b>	N°	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Según Afiliación</b>	N°	<b>70</b>	<b>66</b>	<b>73</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>81</b>	<b>11</b>	<b>8</b>
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

<b>Personal Reincorporado</b>	Nº	5	5	5	5	5	5	5	0	0
Ley de Ceses Colectivos	Nº	5	5	5	5	5	5	5	0	0
Derivados de Procesos de Despidos	Nº	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros	Nº	0	0	0	0	0	0	0	0	0

<b>Personal contratado a plazo fijo</b>	Nº	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autorizado por FONAFE	Nº								0	0
No autorizado por FONAFE	Nº								0	0

**OTROS INDICADORES ( Para Empresas No Financieras)**

<b>GANANCIA (PÉRDIDA) NETA DEL EJERCICIO</b>	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
<b>GANANCIAS (PÉRDIDA BRUTA)</b>	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
<b>GANANCIA (PÉRDIDA) OPERATIVA</b>	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
<b>VENTAS</b>	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
<b>COSTO DE VENTAS</b>	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
<b>ACTIVO TOTAL</b>	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
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>	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
<b>ACTIVO NO CORRIENTE</b>	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
<b>PASIVO TOTAL</b>	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
<b>PASIVO CORRIENTE</b>	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
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>	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
<b>PATRIMONIO</b>	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
<b>INDICE DE MOROSIDAD</b>	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>ROA (Rentabilidad sobre el Activo)</b>	%	1.47%	2.56%	3.21%	1.54%	1.27%	1.10%	1.32%	-52	0
<b>ROE (Rentabilidad sobre el Patrimonio)</b>	%	1.87%	3.29%	4.21%	3.58%	3.69%	3.62%	4.90%	-15	0
<b>EBITDA</b>	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
<b>RESULTADO DE OPERACION (Presupuesto)</b>	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
<b>RESULTADO ECONOMICO (Presupuesto)</b>	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
<b>INVERSIONES - Fbk (Presupuesto)</b>	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
<b>SALDO NETO DE CAJA</b>	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
<b>SALDO FINAL DE CAJA</b>	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
Clientes 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
Clientes 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



**Año 2017-Real**

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

**PERSONAL**

<b>Planilla</b>	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
<b>Locación de Servicios</b>	N°												0
<b>Servicios de Terceros</b>	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
<b>Pensionistas</b>	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
<b>Practicantes ( Incluye Serum, Sesigras )</b>	N°	12	12	12	12	14	14	17	17	17	17	16	17
<b>TOTAL</b>	N°	108	108	110	108	105	105	107	108	107	107	106	109

<b>Personal en Planilla</b>	N°	70	70	70	70	65	65	64	64	64	64	64	66
<b>Personal en CAP</b>	N°	70	70	70	70	65	65	64	65	64	0	64	66
<b>Personal Fuera de CAP</b>	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Según Afiliación</b>	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

<b>Personal Reincorporado</b>	Nº	5	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	5
Derivados de Procesos de Despidos	Nº	0	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	0

<b>Personal contratado a plazo fijo</b>	Nº	0	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)**

<b>Potencia Instalada</b>	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	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	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	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	22.90
<b>Potencia Efectiva</b>	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	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	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	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	22.97
<b>Embalse - Almacenado</b>	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	
<b>Embalse - Capacidad</b>	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	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	804.00
<b>Energía Disponible (Activa y Reactiva)</b>	MWh	20,877.07	36,581.84	56,063.36	72,893.81	93,155.25	117,408.9	142,682.4	167,576.2	188,629.8	212,665.1	236,929.37	260,871.97	
							1	2	7	6	4			
<b>Producción</b>	MWh	19,513.25	35,132.71	54,614.23	71,444.68	91,706.13	115,959.7	141,233.2	166,127.1	187,180.7	211,216.0	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	103,795.3	119,686.6	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	119,686.6	134,979.79	150,690.82
<b>Compra (COES)</b>	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
<b>Distribución de la Energía (Activa y Reactiva)</b>	MWh	18,149.43	36,581.84	56,063.36	72,893.81	93,155.25	117,408.9	142,682.4	167,576.2	188,629.8	212,665.1	236,929.37	260,871.97
<b>Consumo Propio</b>	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
<b>Pérdidas</b>	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
<b>Venta (Volumen)</b>	MWh	17,688.52	35,744.92	54,802.88	71,262.36	91,011.59	114,794.3	139,492.1	163,824.8	184,406.4	207,845.3	42,529,427.8	254,804.74
<b>Clientes Libres (Volumen)</b>	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
<b>Empresas Distribuidoras (Volumen)</b>	MWh	17,688.52	34,381.30	50,363.32	65,153.21	80,308.04	94,523.12	109,227.6	124,158.8	138,757.2	438.94	167,588.98	182,306.73
<b>Con contrato (Volumen)</b>	MWh	17,688.52	34,380.91	50,360.67	65,150.14	80,304.39	94,520.04	109,224.5	124,155.7	138,754.1	153,444.9	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
<b>Sin contrato (Volumen)</b>	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
<b>Mercado Spot - Trans COES (Volumen)</b>	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
<b>Venta de Energía (Activa y Reactiva) - EPG</b>	S/. .15	4,507,611.08	8,939,712.62	12,985,031.84	16,781,786.70	20,499,046.70	24,297,208.32	28,176,858.26	32,209,478.19	36,072,627.52	40,051,369.44	43,836,287.46	47,785,412.08
<b>Clientes Libres (En S/.)</b>	S/. .15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	54,645.21	84,360.96	118,794.52	138,008.09	157,918.11	208,663.90	288,913.83
<b>Empresas Distribuidoras (En S/.)</b>	S/. .15	4,507,611.39	8,938,742.76	12,983,773.25	16,780,528.11	20,497,787.60	24,047,451.78	27,703,277.96	31,449,001.87	35,159,191.63	38,841,560.63	42,524,166.93	46,392,586.24
<b>Con contrato (En S/.)</b>	S/. .15	4,507,069.39	8,938,166.74	12,982,857.34	16,779,534.56	20,496,714.98	24,046,468.39	27,702,280.75	31,448,016.92	35,158,200.84	38,840,569.60	42,523,175.05	46,391,594.35



**Año 2018 - Estimado**

RUBROS	Unida d de Medi da	Enero 2018	Febrero 2018	Marzo 2018	Abri l 2018	Mayo 2018	Junio 2018	Julio 2018	Agosto 2018	Septiembr e 2018	Octubre 2018	Noviembr e 2018	Diciembre 2018
<b>PERSONAL</b>													
<b>Planilla</b>	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
<b>Locación de Servicios</b>	N°						0						
<b>Servicios de Terceros</b>	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
<b>Pensionistas</b>	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
<b>Practicantes ( Incluye Serum, Sesigras )</b>	N°	17	17	17	17	17	15	15	15	15	15	14	16
<b>TOTAL</b>	N°	109	109	109	110	110	112	110	108	108	108	108	115
<b>Personal en Planilla</b>	N°	66	66	66	67	67	71	69	67	67	67	68	73
<b>Personal en CAP</b>	N°	66	66	66	67	67	71	69	67	67	67	68	73
<b>Personal Fuera de CAP</b>	N°	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Según Afiliación</b>	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

<b>Personal Reincorporado</b>	Nº	5	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	5
Derivados de Procesos de Despidos	Nº	0	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	0

<b>Personal contratado a plazo fijo</b>	Nº	0	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)**

<b>Potencia Instalada</b>	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	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	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	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	22.90
<b>Potencia Efectiva</b>	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	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	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	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	22.97
<b>Embalse - Almacenado</b>	MM de m <sup>3</sup>	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 m <sup>3</sup>	220.47	223.83	228.26	226.11	223.64	221.80	220.16	218.32	206.21	203.31	200.41	197.51	
<b>Embalse - Capacidad</b>	MM de m <sup>3</sup>	804.00	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 m <sup>3</sup>	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00	804.00
<b>Energía Disponible (Activa y Reactiva)</b>	MWh	21,308.02	38,024.34	56,231.75	74,037.71	97,753.98	121,116.9	144,837.0	168,711.6	191,932.5	212,764.3	232,240.2	251,927.3	0
<b>Producción</b>	MWh	21,308.02	38,024.34	56,231.75	74,037.71	97,753.98	121,116.9	144,837.0	168,711.6	191,932.5	212,764.3	232,240.2	251,927.3	0
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	107,876.5	3
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	111,971.4	123,397.0	133,769.9	144,050.7	7

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	123,397.0	133,769.9	144,050.7
<b>Compra (COES)</b>	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
<b>Distribución de la Energía (Activa y Reactiva)</b>	MWh	21,308.02	38,024.34	56,231.75	74,037.71	97,753.98	121,116.9	144,837.0	168,711.6	191,932.5	212,764.3	232,240.2	251,927.3
<b>Consumo Propio</b>	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
<b>Pérdidas</b>	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
<b>Venta (Volumen)</b>	MWh	20,764.07	37,073.89	54,845.96	72,210.23	95,357.60	118,149.8	141,326.8	164,644.7	186,654.1	206,926.2	225,884.2	245,051.6
<b>Clientes Libres (Volumen)</b>	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
<b>Empresas Distribuidoras (Volumen)</b>	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	164,210.9	182,874.7	200,963.9	219,612.2
<b>Con contrato (Volumen)</b>	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	164,210.9	182,874.7	200,963.9	219,612.2
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	157,400.1	172,933.0	188,983.7
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
<b>Sin contrato (Volumen)</b>	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
<b>Mercado Spot - Trans COES (Volumen)</b>	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
<b>Venta de Energía (Activa y Reactiva) - EPG</b>	S/.	4,153,583	8,499,842	12,654,953	16,855,310	20,997,967	25,047,844	29,248,583	33,254,034	42,317,208	47,033,937	51,657,345	56,368,009
<b>Clientes Libres (En S./.)</b>	S/.	162,318.6	306,143.0	435,776.0	577,180.8	702,319.3	825,559.8	942,411.2	1,036,461.	280,161.2	293,923.2	309,078.0	328,637.4
<b>Empresas Distribuidoras (En S./.)</b>	S/.	3,991,265	7,913,446	11,861,919	15,794,619	19,523,524	23,146,989	26,790,134	30,425,258	41,633,896	46,327,589	50,935,270	55,625,684
<b>Con contrato (En S./.)</b>	S/.	3,991,265	7,913,446	11,861,919	15,794,619	19,523,524	23,146,989	26,790,134	30,425,258	41,633,896	46,327,589	50,935,270	55,625,684

Luz del Sur LP	S/. .15	3,297,914	6,552,093	9,845,005.	13,103,178	16,190,005	19,184,204	22,164,057	25,142,216	35,705,537	39,726,330	43,666,856	47,687,650
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	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	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	250,128.5	319,311.6	389,837.3	463,524.8	556,341.8	650,289.3	310,842.3	345,678.0	380,114.1	415,082.9	
Luz del Sur (cantera)	S/. 61,898.65	119,623.3	182,303.4	241,315.8	296,318.3	348,343.8	401,794.2	454,478.1	548,604.5	610,143.1	670,596.1	732,308.7	
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	0.00
Edelnor Reg	S/. 3	528,577.8	1,013,515	1,509,707.	2,002,810.	2,465,949.	2,915,135.	3,367,527.	3,819,148.	4,742,792.	5,276,719.	5,800,221.	6,334,148.
Egepsa	S/. 22,270.10	43,311.05	66,830.24	84,185.77	101,896.5	117,728.0	144,925.7	168,438.5	283,903.5	321,763.6	365,860.5	400,137.2	
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	135,914.3	168,150.9	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Sin contrato (En S.)</b>	<b>S/. 0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Mercado Spot - Trans COES (En S.)</b>	<b>S/. 0.00</b>	<b>280,253.2</b>	<b>357,257.9</b>	<b>483,510.0</b>	<b>772,124.4</b>	<b>1,075,294.</b>	<b>1,516,037.</b>	<b>1,792,314.</b>	<b>403,151.0</b>	<b>412,425.0</b>	<b>412,997.6</b>	<b>413,687.1</b>	<b>4</b>
<b>Compra de Energía (En S.)</b>	<b>S/. 15,952.58</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>284,634.4</b>	<b>284,634.4</b>	<b>359,027.8</b>	<b>438,477.5</b>	<b>8</b>
<b>Compra de Potencia (En S.)</b>	<b>S/. 0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>Pagos por Servicios Complementarios</b>	<b>S/. 0.00</b>	<b>522,045.6</b>	<b>733,250.1</b>	<b>956,194.7</b>	<b>981,690.9</b>	<b>1,001,054.</b>	<b>1,046,046.</b>	<b>1,100,206.</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>