

## Infraestructura en Energía: sueños y recomendaciones de políticas

---



# Infraestructura en Energía: Visión y Políticas

## Visión al 2023

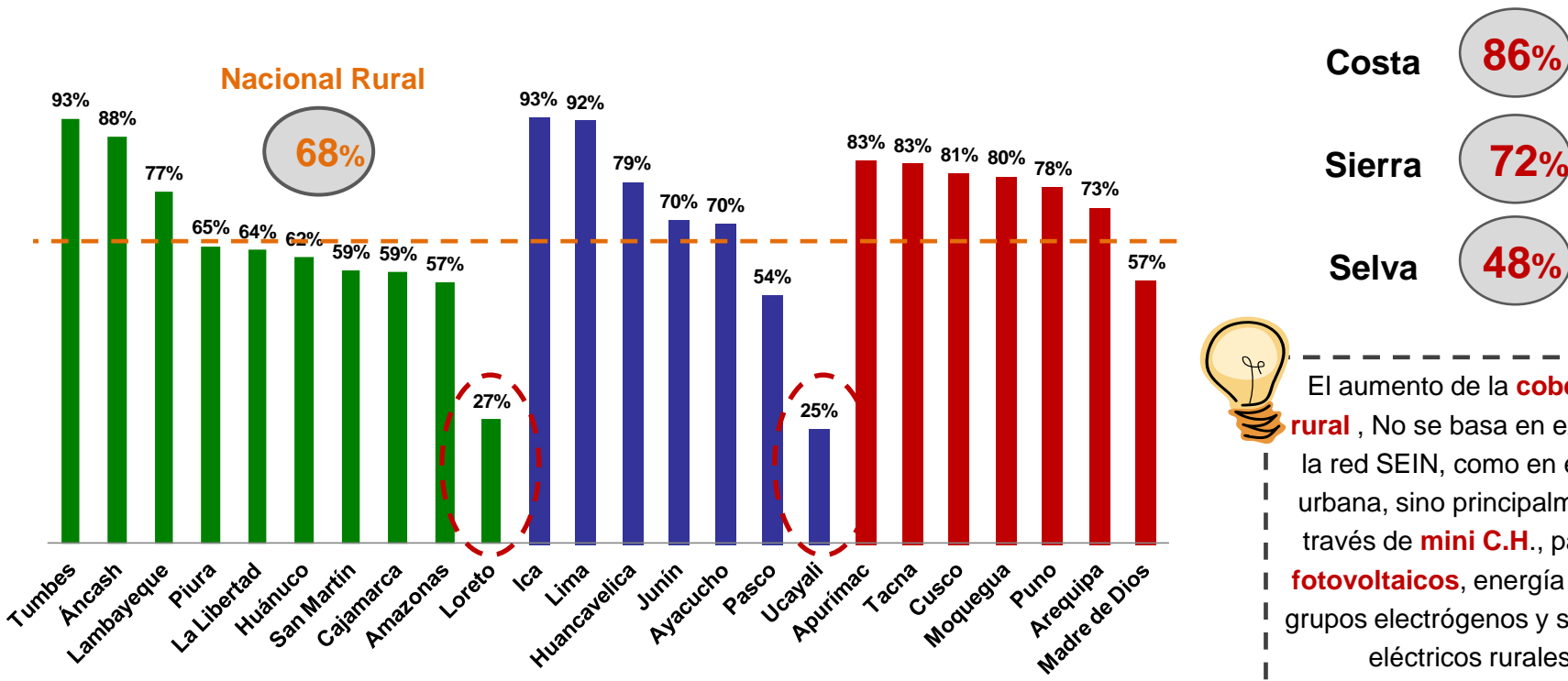
1. Para el 2023, el 100% de peruanos, incluyendo áreas rurales, contarán con energía eléctrica
2. El Perú, en el año 2023, será un país que posea Seguridad Energética.

## Recomendaciones de política

- 1.1 Asegurar el cumplimiento de las metas e inversiones del Plan de Acceso Universal a la Energía (PAU) 2013-2022.
- 2.1 Generar un banco de proyectos con C.H. ya estudiadas, fomentando la inversión privada, y avance de las C.H. en cartera.
- 2.2 Simplificar procedimientos y reglas claras con respecto al uso del agua de C.H. para agilizar inversiones.
- 2.3 Desarrollar una red de gasoductos regionales que brinden seguridad energética y descentralicen el suministro de GN.
- 2.4 Destabar y agilizar las licitaciones de las Líneas de Transmisión.
- 2.5 Reforzar y construir LT fronterizas para interconexión y complementariedad.

Actualmente, 2.6 millones de pobladores en áreas rurales no cuentan con servicio de energía eléctrica, pues sólo 7 de cada 10 acceden a electricidad.

COEFICIENTE ELECTRIFICACIÓN RURAL POR DEPARTAMENTO Y POR REGIONES (Año 2012)



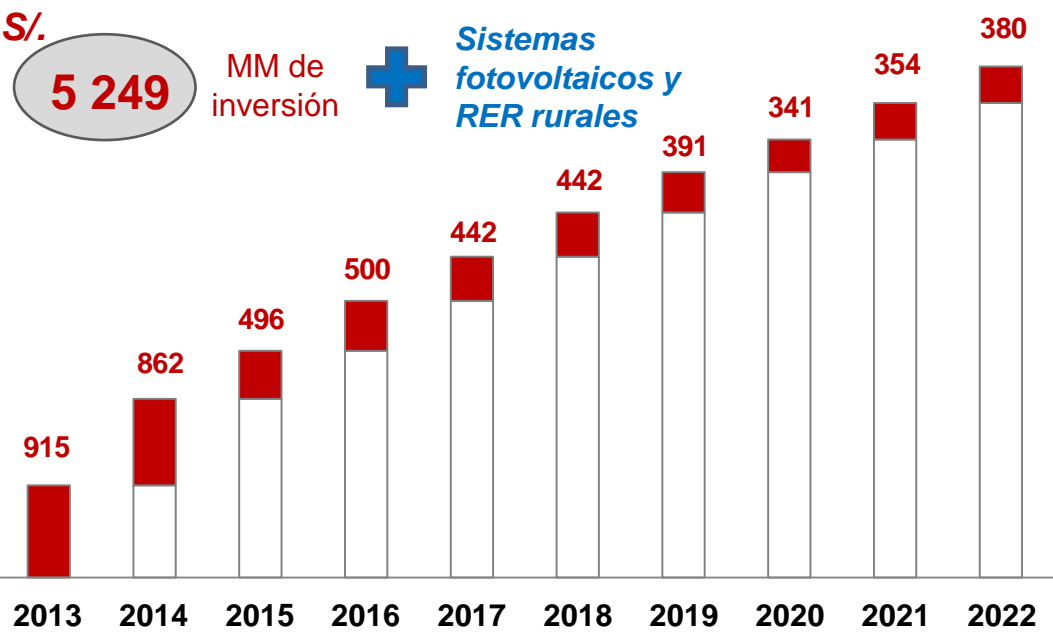
El aumento de la **cobertura rural**, No se basa en extender la red SEIN, como en el área urbana, sino principalmente a través de **mini C.H.**, paneles **fotovoltaicos**, energía **eólica**, grupos electrógenos y sistemas eléctricos rurales.

Fuente: ENAHO 2012  
Elaboración: APOYO Consultoría

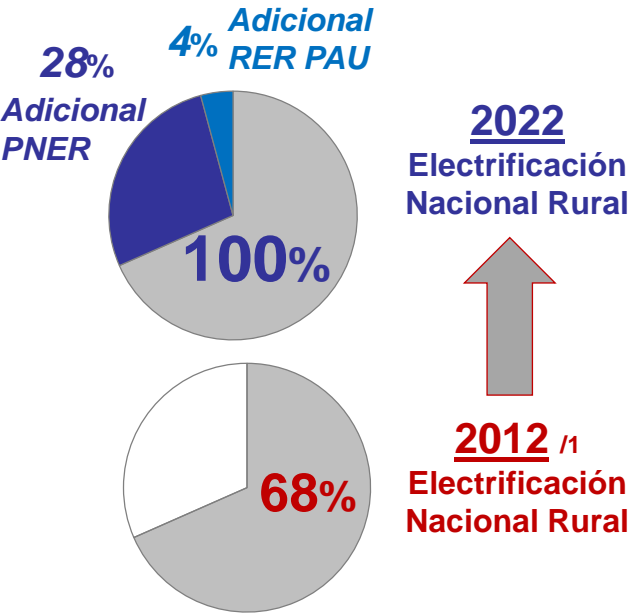
Fuente: PNER

El PAU contempla la ejecución en 10 años (2013-2022) de S/. 5 124 millones, dentro del Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), además de proyectos de electricidad en base a energías renovables que permitirá cambiar la situación de casi 3 millones de pobladores rurales, permitiendo cobertura total de la población con energía eléctrica.

INVERSIONES PROGRAMADAS DEL PNER  
(Millones de Nuevos soles, Periodo 2013-2022)



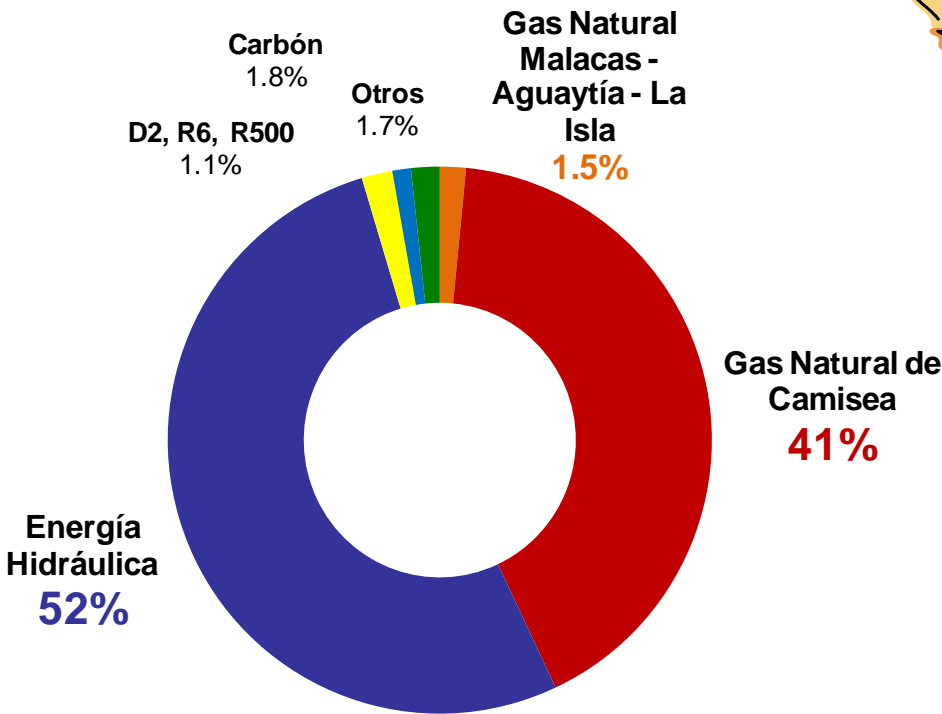
EVOLUCIÓN PROYECTADA COEFICIENTE ELECTRIFICACIÓN RURAL (2012 vs. 2022)



1/ Cálculo en base a la ENAHO 2012. No obstante, el PNER (2012) estima que esta asciende a 63%.

Actualmente, el 41% del aporte a la máxima demanda eléctrica depende de las C.T. en el centro, abastecidas por el ducto de GN de Camisea. Por lo tanto, es necesario descentralizar la generación y diversificar la matriz energética, además de crear redundancia para el ducto de GN.

TIPO DE COMBUSTIBLE – MÁXIMA DEMANDA (Diciembre 2012) /1



Si en diciembre de 2012 fallaba el ducto de GN se hubieran quedado sin energía...

- a 13 unidades mineras como Cerro Verde ó
- b Todos los hogares y 80% de locales industriales del Perú ó
- c 11 veces las cementeras del Perú (clientes libres) ó
- d 12 Cuscos o 109 Ayacuchos ó
- e El Salvador, Nicaragua y 44% de Panamá ó 1.26 veces Uruguay
- f ...y 150 mil taxis en Lima y El Metropolitano /1

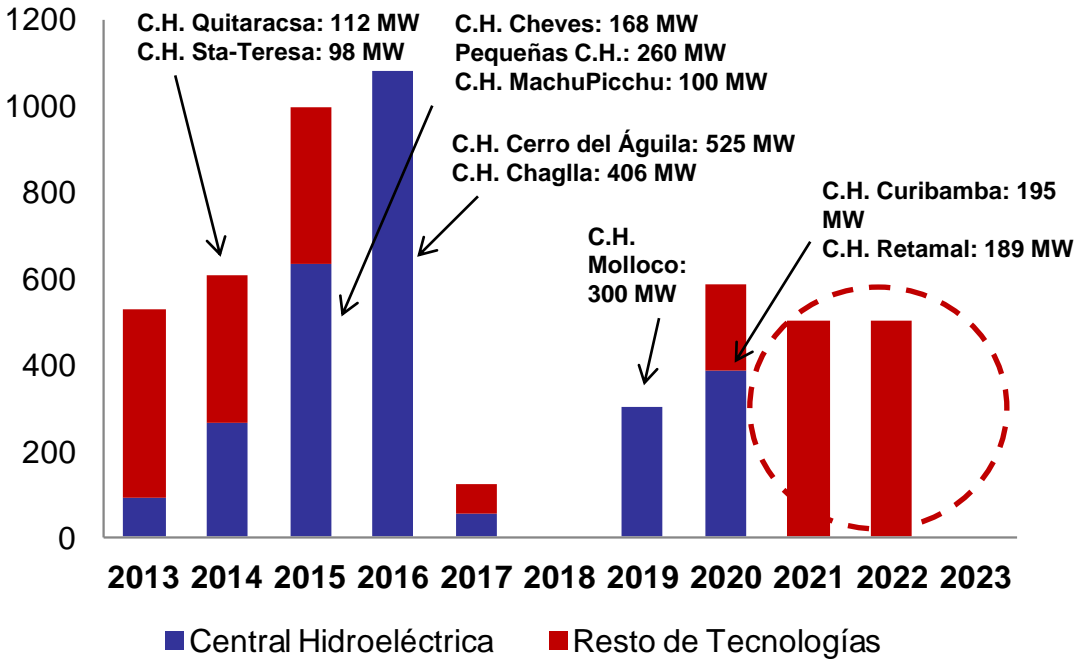
1/ El momento de máxima demanda se produjo el día 07/12/2013 a las 20:00 hrs.

1/ Considerando que la interrupción del ducto es suficiente como para que se agoten los inventarios.

Existen inversiones de C.H. estudiadas por el MEM de alrededor 20 mil MW que podrían actualizarse, pues a partir del 2021 no existen C.H. en cartera efectiva. Además, no se debe atrasar el ingreso de las centrales ya programadas.

Alrededor de **20 mil MW** de centrales hidroeléctricas ya estudiadas e identificadas

INCREMENTOS DE POTENCIA DE C.H. Y RESTO DE TECNOLOGÍAS (2013-2023)

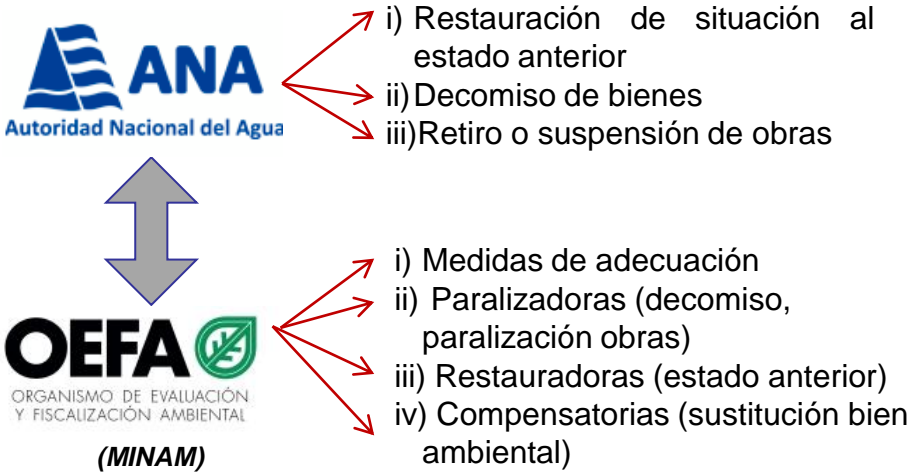


Al menos cinco entidades participan en la licencia de uso del agua para una C.H. (excluyendo EIA). En la fiscalización, dos entidades ejercen medidas correctivas, además de otras fiscalizadoras. Además, es necesario que los funcionarios de la ANA sean especialistas en energía, dejando de lado cualquier sesgo de análisis agrícola.

ORGANISMOS QUE PARTICIPAN / EJERCEN OPINIÓN PARA OBTENER LA LICENCIA DE USO DE AGUA SUPERFICIAL

a	Autorización de ejecución de estudios de aprov. hídrico.	
b	Aprobación de estudios de aprov. hídrico.	
c	Autorización de ejecución de obras con fines de aprov. hídrico.	
d	Servidumbre de agua forzosa.	
e	Otorgamiento de licencia de uso de agua superficial.	


ORGANISMOS RELACIONADOS A LA IMPOSICIÓN DE MEDIDAS CORRECTIVAS PARA C.H.



SERFOR (MINAG)

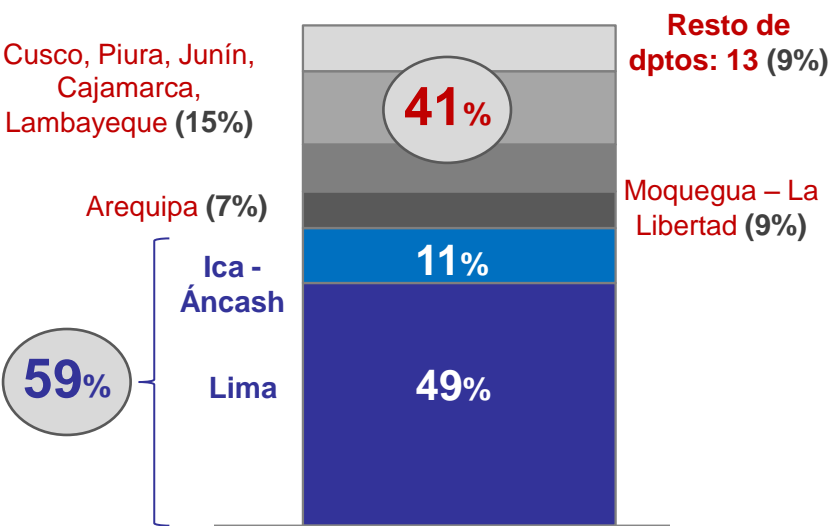


Es necesario contar con redundancia en el transporte de GN para eliminar la dependencia de un solo ducto y evitar el impacto de una falla en el sistema. Además, se generaría valor agregado para el GN por proyectos asociados.



Si fallase el gasoducto por dos semanas, se perdería un total de **entre US\$ 208 y US\$ 473 millones** (avenida vs. estiaje). Además, por ejemplo, todos los departamentos, salvo Ica, Áncash y Lima quedarían sin energía

PARTICIPACIÓN EN EL CONSUMO DE ENERGÍA TOTAL POR DEPARTAMENTOS (Dic-2012)



Diciembre de 2012



EJEMPLO: PROYECTOS ASOCIADOS AL GSP	
Proyecto	Importancia
C.T. Quillabamba	200 MW en Cusco
Dos C.T. de 500 MW (+/-25%) cada una	1000 MW en el sur. Descentraliza generación del centro
Uso de GN por la Reserva Fría en Ilo	Energía más limpia y barata (GN vs. Diesel)
Polo Petroquímico	Entre 5.75 (amoniaco, nitrato de amonio) y 7.33 (etileno, polietileno) mayor valor agregado del GN

Fuente: PROINVERSIÓN, Congreso  
Elaboración: APOYO Consultoría



Para adjudicar las LT debe existir un recorrido aprobado por el Estado, con compatibilidades ambientales definidas y máximos pagos de servidumbre, además de mecanismos para peticiones de servidumbre por vía administrativa. Además, se debe comenzar a asignar las LT del Plan de Transmisión del COES el 2014 para que esté ejecutado al 2023.

ATRASO L.T. MACHUPICCHU – ABANCAY – COTARUSE 220 kV

Hito	Plazo
Firma del Contrato	Dic – 2010
Puesta en operación comercial inicial	Dic – 2012
Nueva puesta en operación comercial proyectada	Ene - 2015

Fuente: PROINVERSIÓN, Osinergmin  
Elaboración: APOYO Consultoría



Esta L.T. tiene **25 meses de atraso**, debido a que, **luego de la concesión**, el SERNAMP declaró **área protegida** a la ruta de la línea. Recién en enero de 2013 se cambia el EIA por un PMA (primera adenda) para continuar obras

PROYECTOS VINCULANTES DEL PLAN DE TRANSMISIÓN 2013-2022

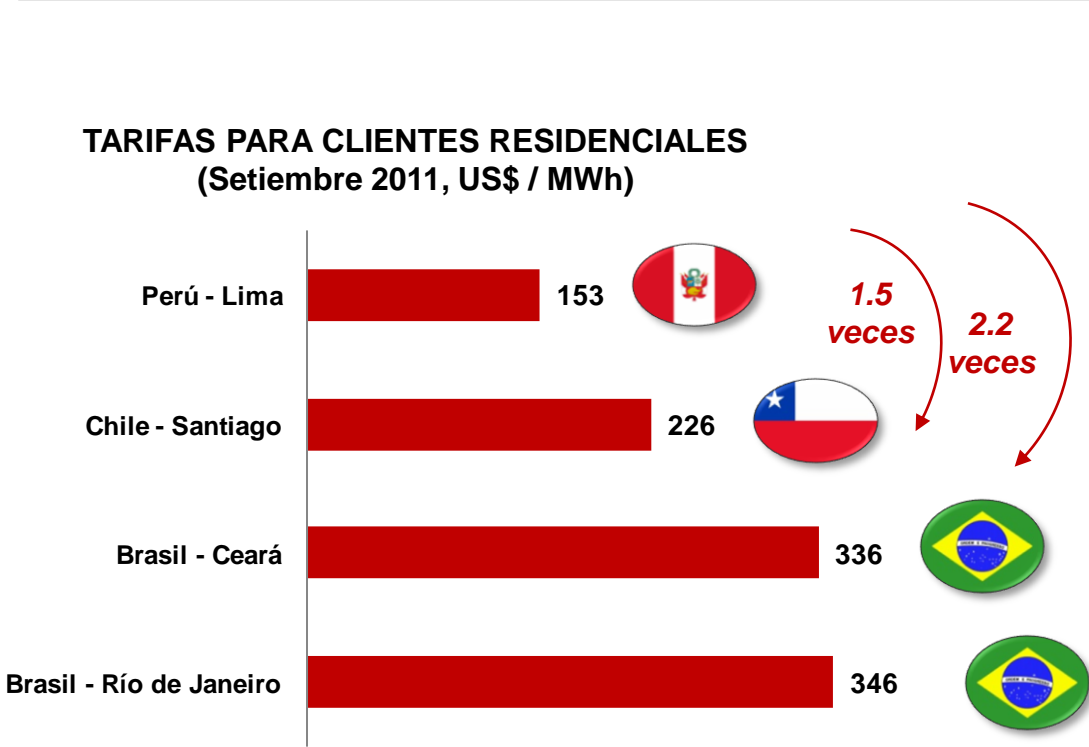
- LT 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo (*adjudicado – en ejecución*)
- 1ª etapa SE Carapongo
- LT 220 kV Azángaro-Juliaca-Puno y SSEE.
- Repot. LT 220 kV Trujillo-Cajamarca.
- Repot. LT 220 kV Tingo María-Vizcarra-Conococha.
- Repot. LT 220 kV Paragsha-Vizcarra.
- Repot. LT 220 kV Pachachaca-Callahuanca.
- Repot. LT 220 kV Pomacocha-San Juan
- Repot. LT 220 kV Huanza-Carabayllo.
- Repot. LT 138 kV Aguaytía-Pucallpa
- Instalación BC 20 Mvar en 60 kV en SE Pucallpa.
- LT 500 kV La Niña-Frontera.

Sólo uno adjudicado

7 de 12 proyectos son repotenciaciones. Lección: Prever

Fuente: Osinergmin  
Elaboración: APOYO Consultoría

Luego de satisfacer al mercado interno, tenemos potencial para exportar al menos 500 MW al 2023. Esto beneficiaría al Perú no sólo por ingresos adicionales, sino también porque podríamos importar energía en situaciones de emergencia, tal como en el pasado.



Fuente: Instituto del Perú (2013)  
Elaboración: APOYO Consultoría



El año 2011 se importó energía desde Ecuador para evitar el racionamiento a un costo promedio de US\$ 300 MWh. No obstante, el año 2009 el Perú exportó energía a Ecuador. En promedio, las transferencias se realizaron con capacidades de 50 MW. Estos intercambios bilaterales neutralizan los costos de racionamiento.



Este potencial de exportación, en parte, se sostiene en las grandes C.H. en la vertiente del Atlántico. Si, por ejemplo, se concretaran sólo las C.H. Cumba 4 y Chadín, la reserva operativa se incrementaría en 1300 MW.

## Infraestructura en Energía: sueños y recomendaciones de políticas

---

