



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas



www.minem.gob.pe



Avances y retos del sector energético: Competitividad y Sostenibilidad

Francisco Ísmodes
Ministro de Energía y Minas

SECTOR ELÉCTRICO

CONTENIDO

1. Situación actual, problemática y avances

1.1 Evolución reciente

1.2 Problemática

1.3 Avances

2. Proyección del Sector eléctrico

2.1 Proyección base

2.2 Proyección optimista

3. Interconexión regional

Nueva Visión del Sector Eléctrico al 2030

Contar un sistema energético que satisfice la demanda de energía eléctrica con buenas prácticas y estándares internacionales a costos competitivos.

Acceso universal a la electricidad

100% de cobertura al 2021

Sector Competitivo y atractivo

- Ordenamiento y mejora del marco regulatorio.
- Atracción de inversiones

Sector con bajo impacto ambiental

Mayor penetración de energías renovables 15% al 2030

Integración Eléctrica

Avance en interconexiones regionales

Incorporación de nuevas tecnologías

Smart Grids
Autos eléctricos
Eficiencia energética

1. Situación actual, problemática y avances

1.1 Situación actual

Producción y consumo de electricidad

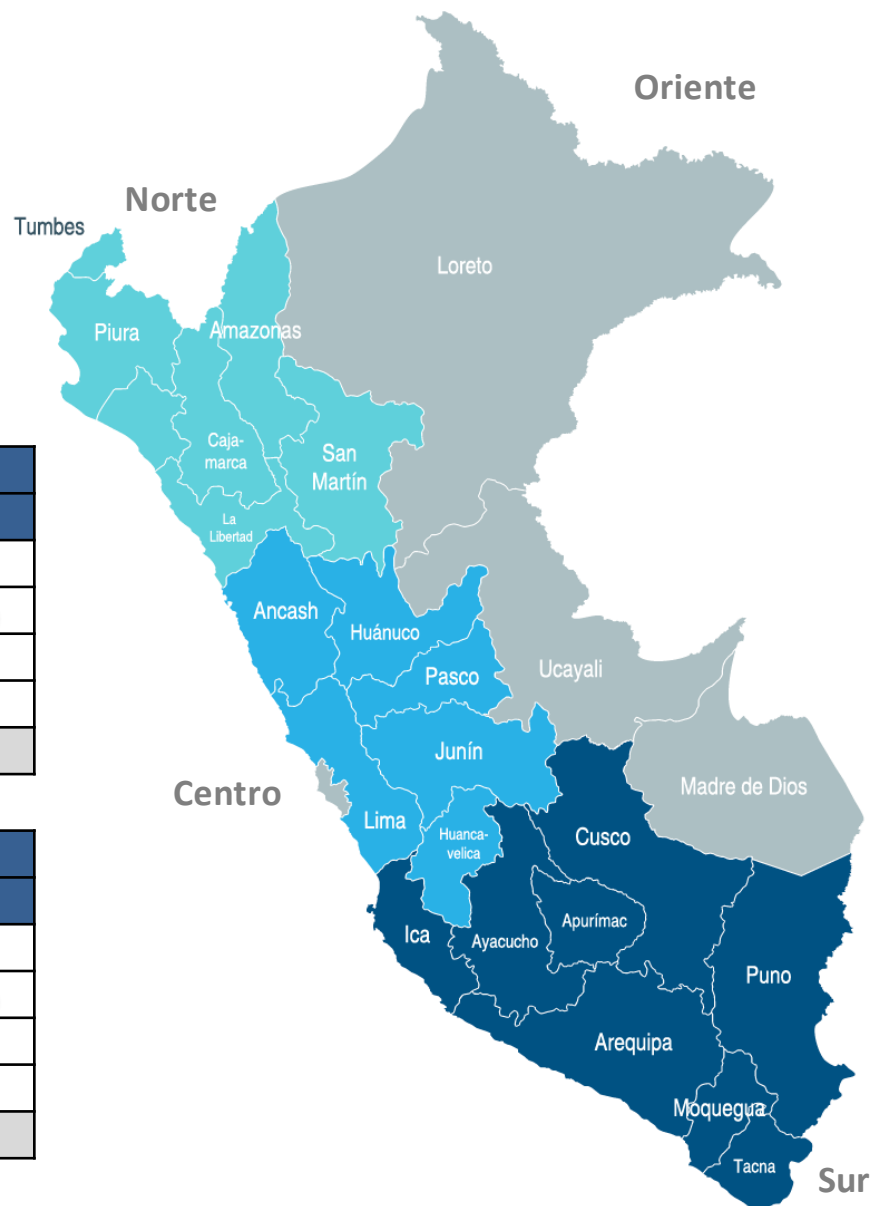
En el 2017 más del 78% de la producción nacional de energía se generó en la zona centro del país, parte de la cual se exporta al sur y norte.

Producción Nacional de Electricidad (GWh)

Zona	2017	
	GWh	%
Norte	3,088	6%
Centro	41,284	78%
Sur	7,390	14%
Oriente	924	2%
Total	52,685	100%

Consumo Nacional de Electricidad (GWh)

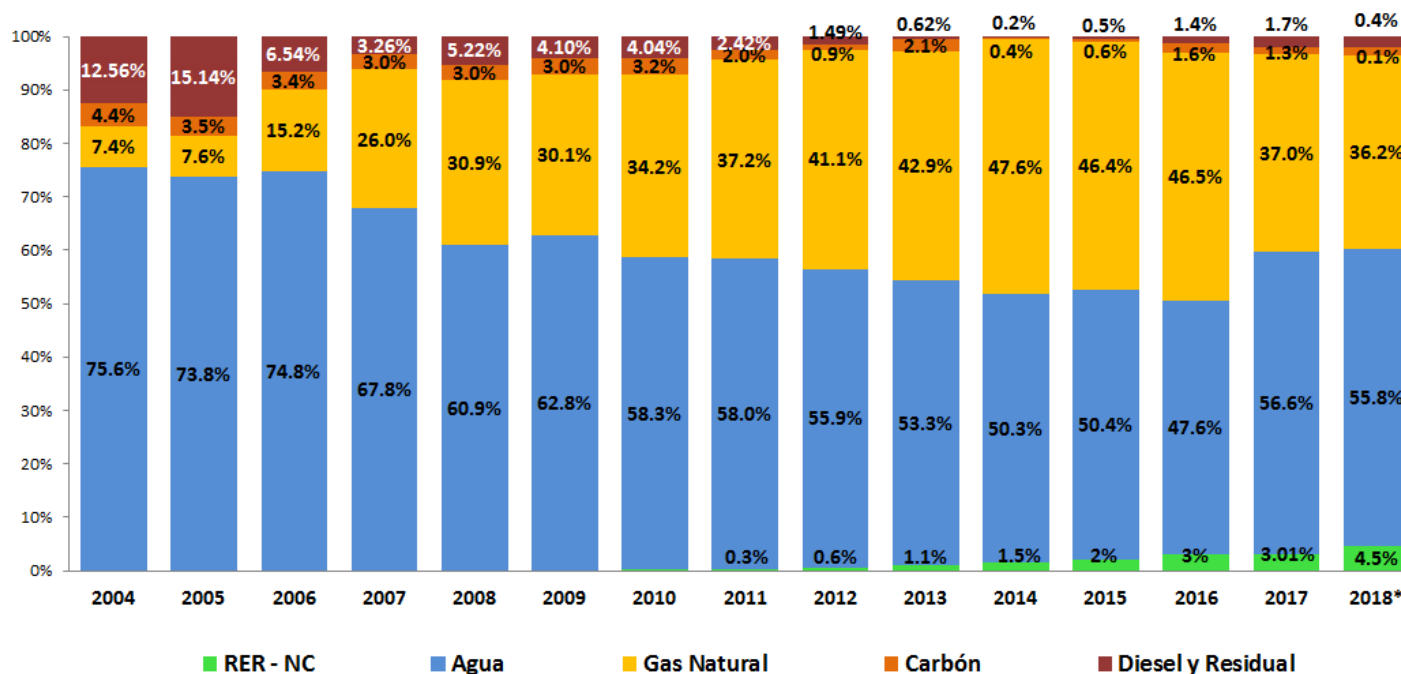
Zona	2017	
	GWh	%
Norte	5,999	13%
Centro	25,613	55%
Sur	14,005	30%
Oriente	966	2%
Total	46,583	100%



Participación de los recursos energéticos

- El gas natural ha incrementado de manera significativa su participación en la producción de electricidad.
- A partir del 2012 las renovables no convencionales ingresaron al mercado (4.5% de participación).

Evolución de la participación por recurso en la producción eléctrica en el SEIN

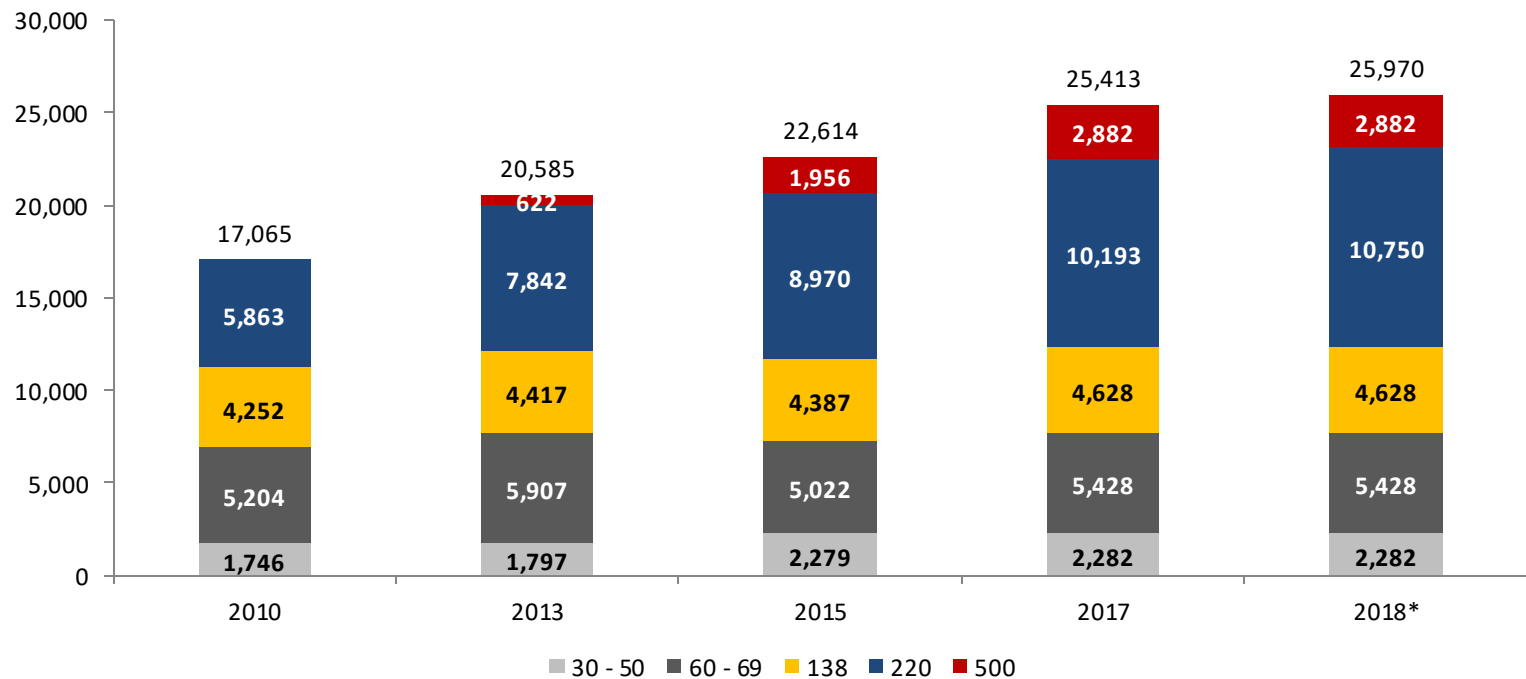


(*) Proyección. No incluye el sistema aislado de Iquitos // Fuente: DGE-MEM

Líneas de Transmisión

- Contamos con un sistema de transmisión troncal reforzado (50% más de km de red respecto al 2010 e incorporación de líneas de 500 Kv).
- Esto permitirá atender el crecimiento de la demanda en los próximos años.

Evolución de la longitud de las líneas de transmisión según nivel de tensión



Fuente: DGE-MEM // * Proyección al final del 2018.

1.2 Problemática

Problemática del mercado eléctrico

- Necesidad de actualizar la política energética y el marco regulatorio (sin cambios importantes desde el 2006).
- Incorporación de normas sin una visión articulada e incertidumbre sobre la evolución futura del sector.
- Problemas para la ejecución de proyectos: permisos, instrumentos de gestión ambiental, ampliaciones de plazo, entre otros.
- Necesidad de promover inversiones sostenibles y modernizar el sistema eléctrico.

Problemática del mercado eléctrico

CAUSAS

Sobreoferta de capacidad
Margen de Reserva de 69%

Posiciones contractuales
Compradores netos del sistema

Posibilidad de declarar precios de Gas Natural

Centrales Térmicas:
Inflexibilidad en los contratos de Gas

Ingreso de RER a costo cero sin contrato

Forma de contratación entre generadoras y distribuidoras

EFFECTOS EN EL MERCADO

Caída del Precio SPOT
Declaración de costos bajos
Comportamiento estratégico (posición comercial, aseguramiento del despacho)

Migración de Usuarios Regulados a Libres
Presión competitiva en el mercado libre

Usuarios regulados no se benefician en el corto plazo

EFFECTOS EN LOS AGENTES

Falta de atractivo e incertidumbre para nuevas inversiones

Desequilibrio económico en los agentes del sector y distorsión del mercado eléctrico

Se perjudican Hidros y algunas Térmicas, con ventas netas positivas al mercado spot

Se favorecen algunas térmicas, comprador neto del mercado spot

Distribuidoras con Sobrecontratación por la migración de usuarios

1.3 Avances

Sobrecontratación de las distribuidoras

Problemática:

- Empresas distribuidoras con potencia sobrecontratada

Avances

- Publicación de los DS 022-2018-EM y 026-2018-EM: establecen medidas para facilitar la suscripción de adendas a los contratos de licitaciones entre los generadores y distribuidores, trasladándose la potencia no usada al final del período del contrato.
- Modificaciones de la Potencia Contratada requieren del consentimiento del generador y la autorización previa del Osinergmin.
- La distribuidora mitigará las pérdidas futuras por una menor demanda.

Generación distribuida

Problemática:

- No hay reglamento para la Generación Distribuida, tanto micro como de mediana generación, lo que no ha permitido su desarrollo.
- No estamos alineados a la tendencia mundial que fomenta la Generación Distribuida a pequeña escala.

Qué hemos hecho:

- Pre publicación del proyecto de reglamento hasta el 30/10/2018.
- Se definen condiciones operativas y de comercialización
- Usuarios pueden autoproducir su energía e inyectar sus excedentes a la distribuidora.
- La Generación Distribuida permite menor inversión en redes de distribución, reducción de pérdidas de energía y fomenta la penetración de energías renovables.

Nuevo reglamento de Protección Ambiental en las actividades eléctricas

Objetivo:

Promover y regular la gestión ambiental de las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, con la finalidad de prevenir, minimizar y/o remediar los impactos ambientales para asegurar su desarrollo sostenible.

Beneficios esperados:

- Predictibilidad en la toma de decisiones y procedimientos administrativos.
- Confianza en las inversiones y reglas claras en aspectos ambientales, técnicos y legales.
 - **Corto plazo:** reducir costos del Titular de la Actividad Eléctrica y el tiempo de obtención de permisos en materia ambiental.
 - **Mediano y largo plazo:** crecimiento sostenido del sector electricidad.

Estado Actual:

- Prepublicación del proyecto de Reglamento (a la espera de opinión previa favorable del MINAM).
- Se espera aprobar en diciembre 2018.

Empresas distribuidoras públicas

Problemática:

- Pese a mejoras en indicadores financieros, persisten problemas: calidad del servicio (interrupciones), atención a nuevos suministros (en particular en la costa norte) y gestión.
- Limitaciones asociadas a la aplicación de controles financieros y administrativos del sector público:
 - Normas de inversión pública (Invierte.pe)
 - Normas de endeudamiento público y de contrataciones del Estado
 - Normativa de FONAFE (se mantiene como accionista)

Qué hemos hecho:

- DL. Nº 1436 (set. 2018): en proceso de reglamentación por el MEF, permite la excepción en las normas de administración financiera del sector público a las empresas bajo el ámbito del FONAFE, siempre que tengan participación del sector privado.
- Se están evaluando los mecanismos más adecuados para su implementación.

Integración vertical

Problemática:

- Art. 122 de la Ley de Concesiones Eléctricas: establece las condiciones bajo las cuales se autoriza un acto de integración vertical (generación/transmisión/distribución). Se regulaba los procesos de integración vertical proveniente de concentraciones.

Propuesta:

- D.L. 1451: dispuso regular la integración vertical proveniente de actos que no califican como concentración.
- Se prepublicará el reglamento del artículo 122 distinguiéndose los casos de integración de menor escala de mayor magnitud.

Competitividad de las RER: Potencia firme

Problemática:

- Las centrales eólicas y solares no cuentan con potencia firme reconocida, lo cual no les permite celebrar contratos en el mercado ni tener ingresos por potencia.
- Sus ingresos dependen de las subastas RER convocadas por el Estado, lo que incrementa la prima RER, y el costo de las tarifas de los usuarios.

Propuesta :

- Prepublicación de DS que establece la metodología para reconocer potencia firme a las centrales de generación eólica y solar (permitir que los concesionarios suscriban contratos con usuarios libres y distribuidores): Noviembre 2018
- Posible incremento de inversiones en energías RER sin necesidad de plantear más subastas, y aumentar la fuente de renovables en la matriz energética.

Centrales mini hidráulicas

Problemática:

- Marco normativo de la promoción de energías renovables: establece que la Puesta en Operación Comercial (POC) no se puede ampliar por más de dos años (fecha máxima 31/12/2018 para proyectos de la tercera subasta RER).
- Esta restricción ha generado problemas con los proyectos de minihidros (capacidad menor a 20 MW).

Propuesta:

- Prepublicación de DS para modificar el reglamento del DL 1002: Noviembre 2018
 - Se permitirá ampliación de la POC por causas debidamente sustentadas.
 - Se permitirá modificar la fecha final del contrato por causas debidamente sustentadas.
- Desterrar US\$ 222 millones de inversión (potencia instalada de 86.2 MW), proveniente de minihidros.

Algunos avances en el destrabe de proyectos

EMPRESA	DETALLES	INVERSIÓN	UBICACIÓN	SITUACIÓN ACTUAL
EGASA	Capacidad instalada de 20,92 MW.	USD\$ 60.5 millones	Arequipa	EIA aprobado con RD N° 004-2018-MEM/DGAAE el 17.09.2018 .
G.R. PAINO S.A.C.	Central Eólica de 18 MW de capacidad.	USD\$ 25,89 millones	Cajamarca	Nuevo Cronograma aprobado con RM N° 333-2018-MEM/DM el 04.09.2018 .
G.R. TARUCA S.A.C.	Central Eólica de 18 MW de capacidad.	US\$ 25,90 millones	Cajamarca	Nuevo Cronograma aprobado con RM N° 330-2018-MEM/DM el 31.08.2018

Promoción de vehículos eléctricos

Problemática:

- El transporte es la principal fuente de contaminación ambiental.
- Desarrollo incipiente de vehículos eléctricos por falta de marco normativo.

Propuesta:

- Se está concluyendo la pre publicación de marco normativo a través de un proyecto de DS.:
 - Definir el servicio de carga como uno diferente a la reventa de electricidad.
 - Servicio que se puede dar en libre competencia.
 - Las estaciones de recarga pueden comprar electricidad como clientes regulados o libres.
- Organizar la Feria de Transporte Eléctrico (23-24 nov. 2018).

2. Proyección del Sector Eléctrico

Reforma integral del sector eléctrico

Acciones

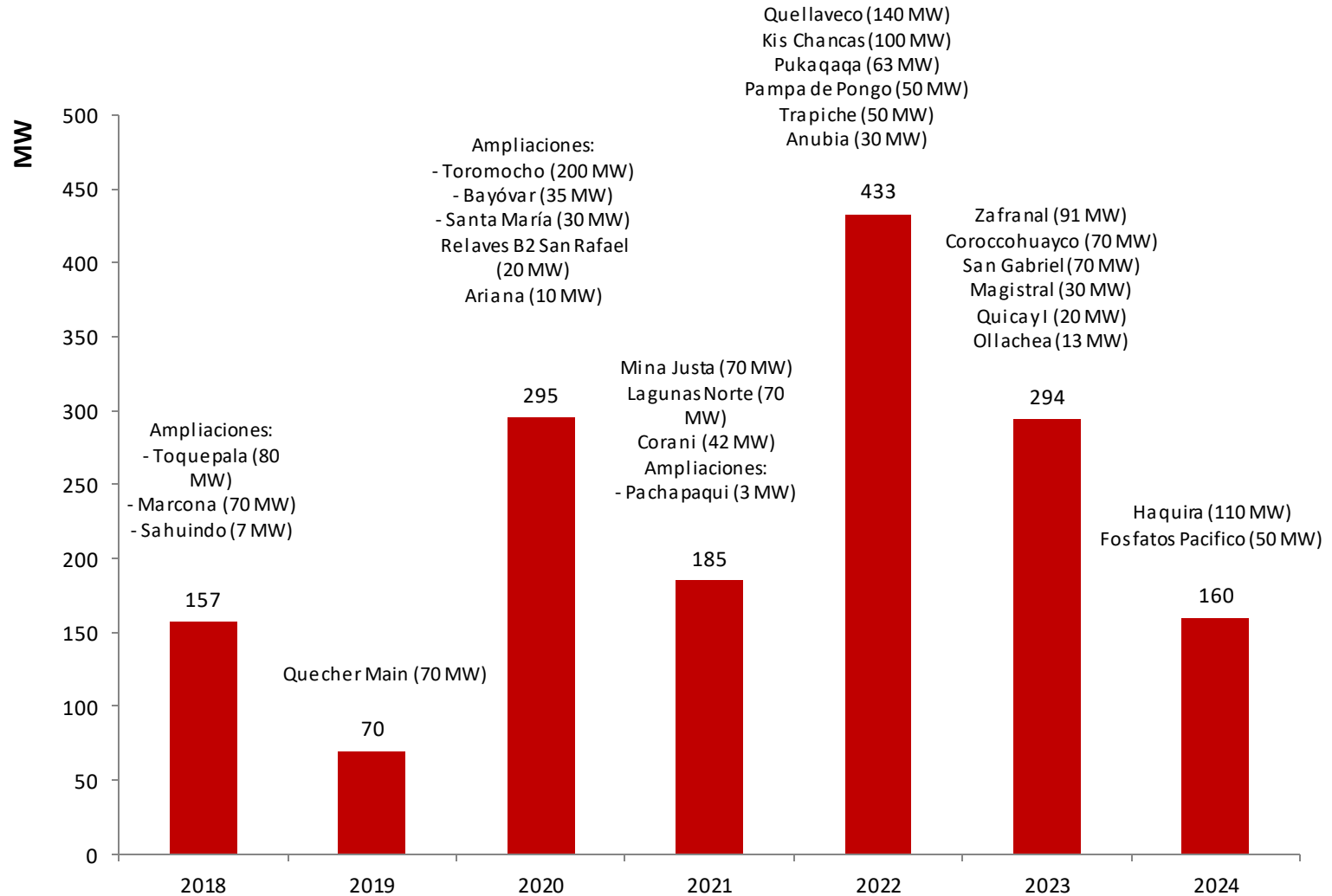
- Actualizar el Estudio de Reforma del Sector Eléctrico realizado con apoyo del BID (2016).
- Plantear una propuesta de Política Energética al 2030.

Lineamientos del estudio a implementar:

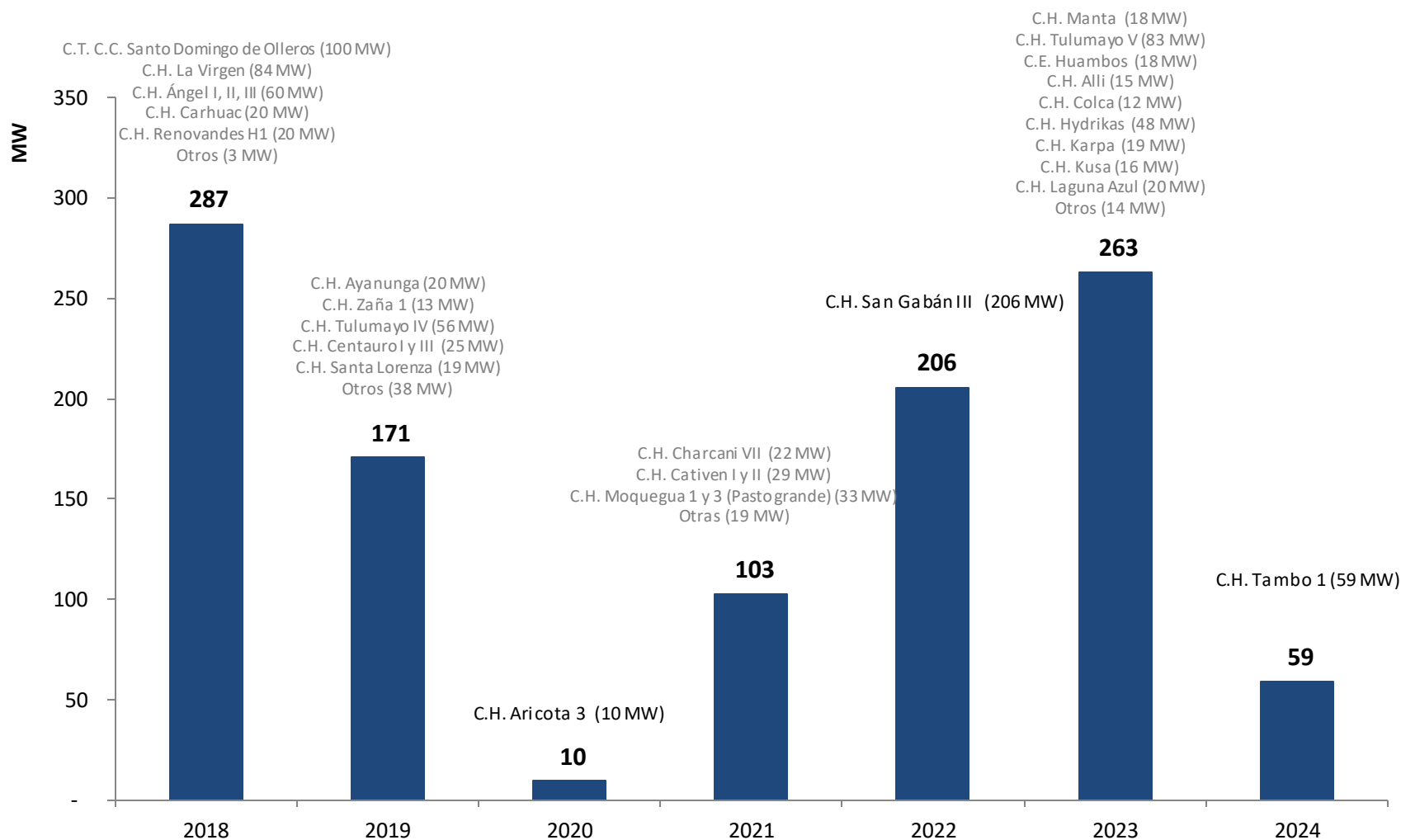
1. Incentivar las inversiones en nuevos proyectos de generación eléctrica.
2. Promover la competencia de todas las tecnologías de generación.
3. Identificar mecanismos regulatorios que garanticen la adecuada formación de los precios spot.
4. Mejorar la regulación de la transmisión y distribución.
5. Fomentar la innovación tecnológica, modernización del sistema (smart grids y autos eléctricos) y energías renovables.
6. Mejorar la regulación de la comercialización y tratamiento de los usuarios libres.
7. Mejorar el marco normativo para simplificar procesos de autorizaciones.

2.1 Escenario Base

Proyección base de demanda de nuevos proyectos mineros (2018 – 2024)



Proyección base de nueva oferta de generación (2018 – 2024)



Nota: No se considera centrales eólicas y solares

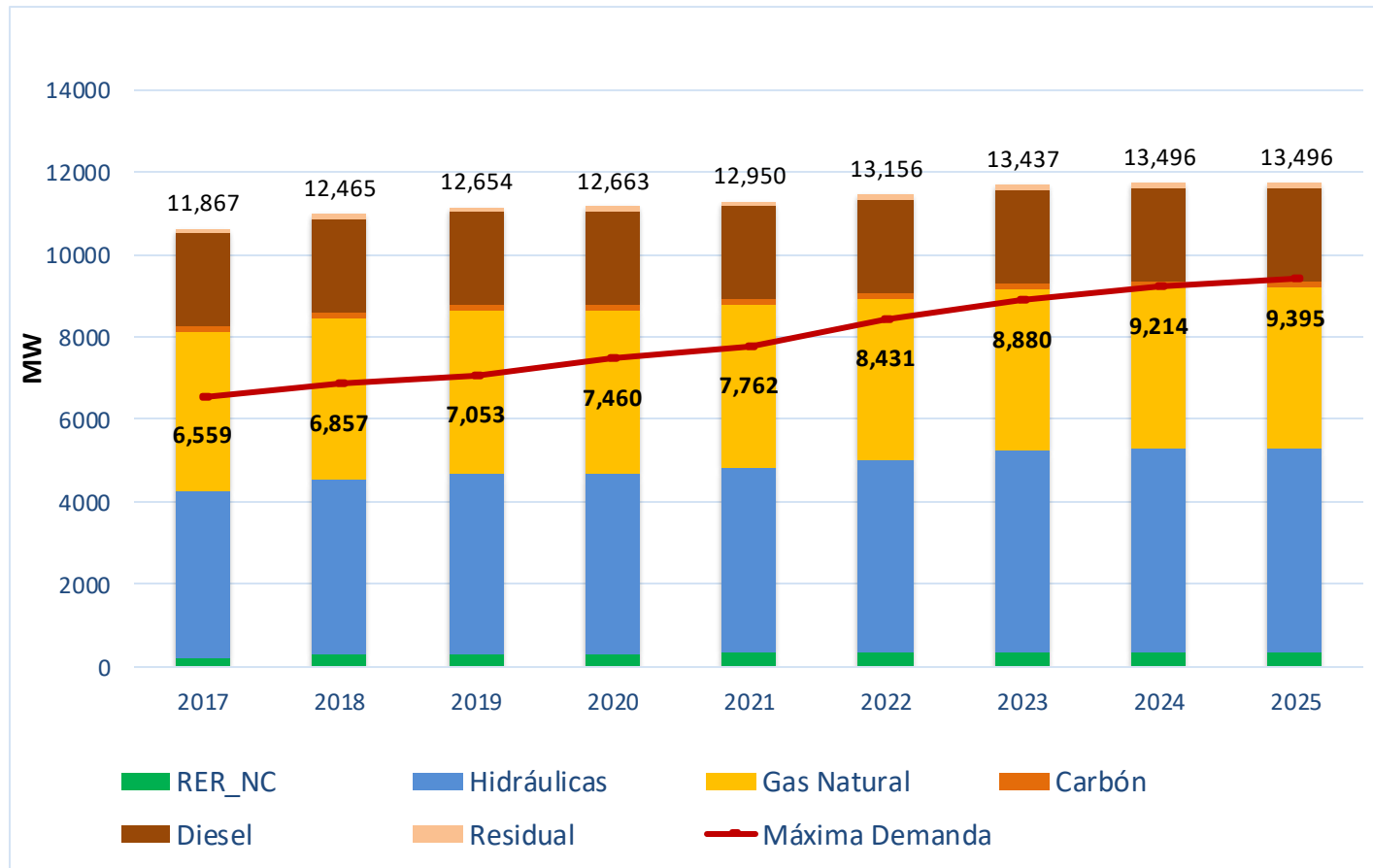
Nuevos proyectos de líneas de transmisión

PROYECTOS ENCARGADOS A PROINVERSIÓN	Inversión total (USD MM)
Plan de Transmisión	
1. Subestación Nueva Planicie 500/220 kV	24,1
2. SVC Planicie	24,8
3. Repotenciación L.T Carabayllo – Chimbote – Trujillo 500 kV	32,6
4. SVC Trujillo	31,8
5. Subestación Carhuaquero 220 kV	9,5
6. Enlace en 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas.	53,5
7. Enlace en 220 kV Tingo María – Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	20,5
8. Subestación Nazca Nueva de 200 / 60 kV	17,7
9. Subestación Chincha Nueva de 200 / 60 Kv	20,1
10. Enlace en 500 kV la Niña – Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	132,1
11. Línea 500 kV Piura Nueva – Frontera (Interconexión con Ecuador)	167,0
INVERSIÓN ESTIMADA	533,7



Escenario de base oferta y demanda futura

Proyección de Potencia Media Disponible y Máxima Demanda del SEIN (basado en el COES)



El crecimiento de la demanda va a generar una presión sobre los precios spot a partir del 2023, considerando que las centrales hidráulicas y renovables no convencionales no se encuentran disponibles necesariamente durante los picos de demanda.

2.2 Escenario posible

Consideraciones del escenario posible

- La política sectorial de promoción de inversiones permitiría viabilizar proyectos mineros.
- Las mejoras regulatorias en el mercado eléctrico incentivarían la entrada de energías renovables.
- El Nodo Energético del Sur contaría con gas natural antes del 2023.

Consideraciones

Potencia adicional solo considerando concesiones temporales:

Proyecto	Potencia (MW)
C.H. Pallca	20
C.H. ESPERANZA	20
C.H. AUKA	20
C.E. TAMBORERO	60
C.E. PAMPA LOMITAS	150
C.E. PUNTA LOMITAS SUR	100
C.E. PUNTA LOMITAS NORTE	150
C.S. HIPERIÓN	100
C.S. MAJES II	80
TOTAL	700

Demanda adicional de proyectos mineros

Proyectos	Potencia MW)
Tía María	90
Michiquillay	100
Hierro Apurímac	120
Cañariaco	95
El Galeno	124
Cañón Florida	3.5
Accha	39
Quechua	80
La Granja	80
San Luis	3.4
La Arena	50
TOTAL	785

Sistema integrado de transporte: Gas para el Sur

Objetivo:

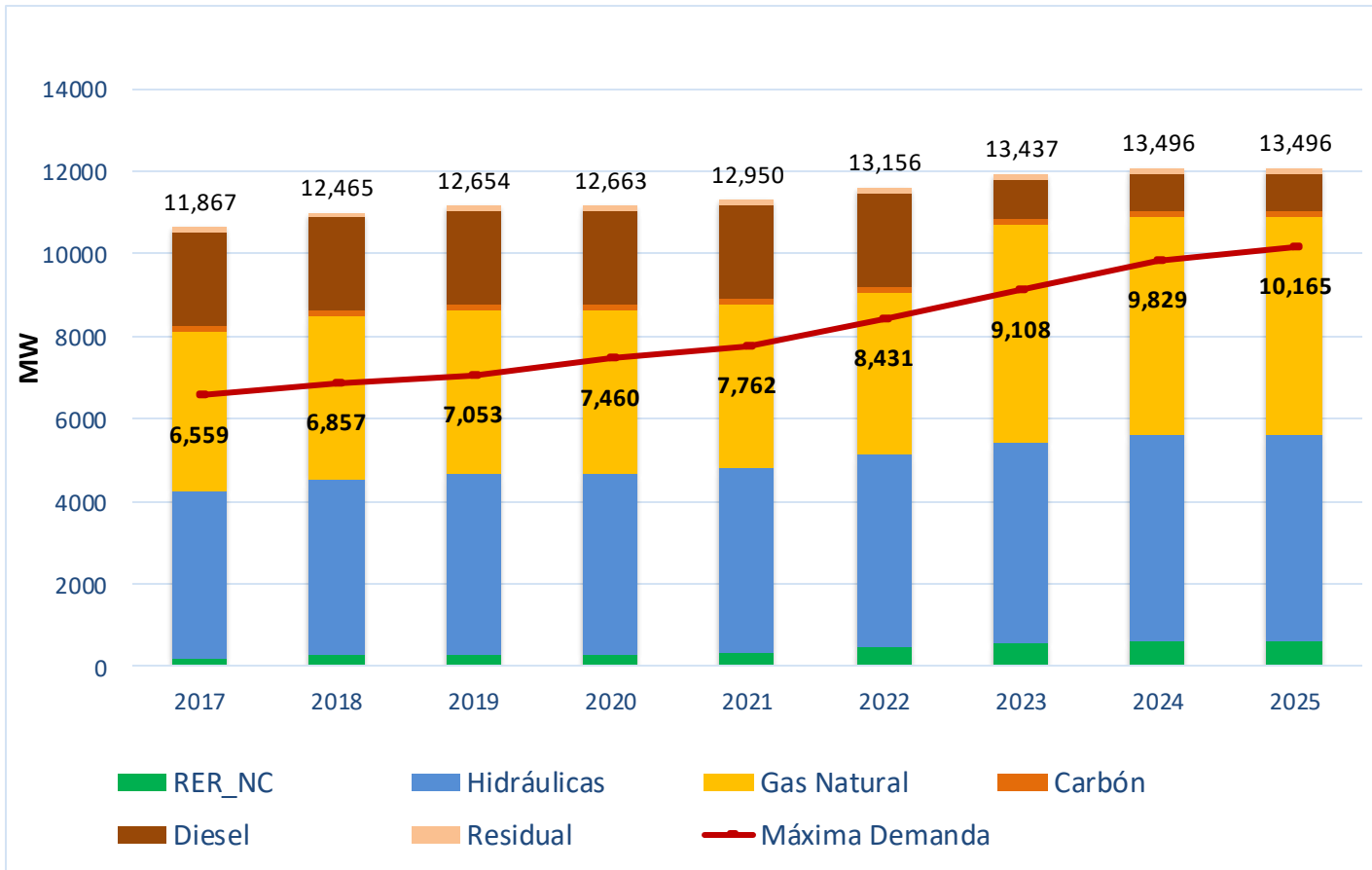
- Llevar de manera eficiente el gas natural al sur del país.

Situación actual:

- Existen 1400 MW del Nodo Energético del Sur a diesel y que deben convertirse a gas natural. De lo contrario, entre el 2022 y 2024, podría darse un incremento del precio spot.
- Se están evaluando alternativas de acuerdo a viabilidad técnica – económica (**Informe final: noviembre 2018**)
- 2019: convocatoria de licitación en función del resultado del estudio.



Balance de oferta y demanda futura en escenario posible



3. Interconexión regional de sistemas eléctricos

Interconexión eléctrica con Ecuador

Beneficios:

- Aprovechamiento de la complementariedad hidrológica de ambos países.
- Reducción del consumo de combustible diesel en la generación eléctrica del SEIN.
- Reducción de costos de operación (ahorro estimado: US\$ 400 MM entre 2021 y 2023).

Avances:

- Proyectos en 500 kV a cargo de Proinversión (**inicio de operación: 2023, incluye estudios de impacto ambiental**)
 - Subestación La Niña – Piura Nueva (Tramo 1), US \$137.4 MM (**adjudicación: 1er semestre 2019**)
 - Subestación Piura Nueva – Frontera (Tramo 2), US\$ 159,8 MM (**adjudicación: 2do semestre 2019**)

Interconexión eléctrica con Chile

Beneficios:

- Incrementa la confiabilidad de suministro en la zona sur del Perú
- Corrige congestión del enlace Centro-Sur y mejora estabilidad del SEIN
- Mayor uso de fuentes renovables de la zona y menor contaminación
- Intercambio de excedentes de energía

Avances:

- Estudio de interconexión entre Tacna y Arica, nivel de tensión 220 kV, con apoyo del BID (**inicios 2018**).
- Avances en la definición de marco regulatorio
- Grupo de Trabajo (semana del 12 de noviembre)
- Próxima V Reunión del Comité Binacional de Armonización Regulatoria.

Interconexión eléctrica con Bolivia

IV Gabinete Binacional Bolivia – Perú:

Beneficios:

- Corrige congestión del enlace Centro-Sur y mejora estabilidad del SEIN.
- Complementa con la Interconexión Eléctrica de Perú-Chile.

Avances

- Continuación del Plan de Trabajo del Comité Binacional de Energía Eléctrica.
- Seguimiento al estudio de Interconexión Eléctrica Bolivia – Perú, en coordinación con el Comité **(2do Trimestre 2019)**.
- Estudio de interconexión a nivel de Perfil con apoyo del BID en desarrollo **(Abril 2019)**.
- Seguimiento al acuerdo de cooperación técnica para mejores prácticas e intercambio de conocimientos en el ámbito de la electrificación rural, energías renovables y eficiencia energética.

SECTOR HIDROCARBUROS

A. **Competitividad**

1. Cambios normativos
2. Evaluación de marco normativo general
3. Fondo de Adelanto Social

B. **Sostenibilidad**

1. Centro de convergencia y buenas prácticas minero energéticas
2. Creación Comités de Gestión e información Minero Energético
3. Cambios normativos
4. Priorizar la remediación de pasivos ambientales de hidrocarburos

A. Promover las actividades en hidrocarburos con competitividad

1. Modificación de la Ley General de Hidrocarburos

- Garantizará competitividad y sostenibilidad al sector para atraer inversiones en exploración y explotación (establece plazos).
- Inclusión cláusula anticorrupción.
- Creación de un aporte para el Fondo Nacional del Ambiente (FONAM) para remediación ambiental.
- Fondo de Asistencia Social, priorizará ejecución de proyectos en comunidades que se encuentren en la zona de influencia de las actividades de Hidrocarburos.

2. Evaluación de marco normativo general

- Mesa Ejecutiva Minero Energética para el desarrollo productivo del país.
- Búsqueda de optimización y simplificación administrativa de permisos del sector. Ventanilla Única.

A. Promover las actividades en hidrocarburos con competitividad

3. Activación del Fondo de Adelanto Social

- Monto S/ 50 MM (según los criterios de priorización establecidos en el Reglamento).
- Metodología de priorización de proyectos.
- Nombramiento de Secretaría Técnica y aprobación de reglamento

B. Desarrollar las actividades en hidrocarburos con sostenibilidad

1. Centro de convergencias y buenas prácticas minero energéticas

- Compartir y promover el ejercicio de buenas prácticas.
- Aprovechamiento de lecciones aprendidas en las operaciones.

2. Creación Comités de Gestión e información Minero Energético

3. Cambios normativos

■ **Modificación del Reglamento de protección ambiental en las actividades de hidrocarburos (DS N° 023-2018-EM) (7 Set)**

- Busca asegurar la remediación ambiental en los casos en los que no se aprueba el Plan de Abandono a cargo del titular.
- Presentación de la garantía financiera de los Planes de Abandono en la etapa final de aprobación del Plan.
- Titulares deben comunicar al MINEM los compromisos sociales que acuerden voluntariamente.

- **Disposiciones para la aplicación de los ECA suelo y de los criterios para la Gestión de sitios contaminados generados en actividades eléctricas y de hidrocarburos** (RM337-2018-MEM/DM (8 Set)

- Busca proteger la salud de las personas y el ambiente que pueden ser afectados por contaminación de suelos por actividades eléctricas y de hidrocarburos.
- Responsabilidades respecto de la remediación ambiental de sitios contaminados.

- **Proyecto Reglamento de Pasivos ambientales del subsector hidrocarburos**

- Revisión del Inventario de PASH y los Informes de Identificación
- Aprobación de las actualizaciones del Inventario de PASH
- Remediación Voluntaria y Reaprovechamiento
- Medidas inmediatas de mitigación
- Incremento de garantía del Plan de Abandono (30 a 75% del valor de rehabilitación ambiental)
- Identificación del presunto responsable
- Creación del Sistema Único de Información sobre Pasivos Ambientales
- Medidas post-abandono

4 Priorizar la remediación de pasivos ambientales de hidrocarburos

Situación actual

- 3,457 pasivos ambientales de hidrocarburos identificados (PASH)
 - 155 muy alto riesgo y alto riesgo (15 alto riesgo crítico)*
 - Estimación S/ 70 MM según MINEM.
- Existen 31 sitios impactados en Loreto: S/ 560 MM según FONAM (remediación desde 2019).

Avances

- Creación Fondo de Remediación Ambiental S/50 MM (MINEM y OEFA):
 - Instrumentos de gestión para remediación (31 sitios) con participación de organizaciones indígenas, en elaboración
- Presentación ETI Lote 192 (Loreto) a cargo del PNUD (Jul 2018)
 - Lineamientos para optimizar labores de remediación ambiental en la zona.
 - Plan de Acción para implementación de recomendaciones, en elaboración.
- Inclusión de remediación de PASH via Oxl (DL 1361).
- Propuesta de inversión 2019 presentada al MEF:
- Recursos propios S/ 180 MM (se requiere incluir en presupuesto).

Promover las inversiones en actividades de exploración y producción de hidrocarburos



Inversión estimada al 2021

US\$ 5 124 MM

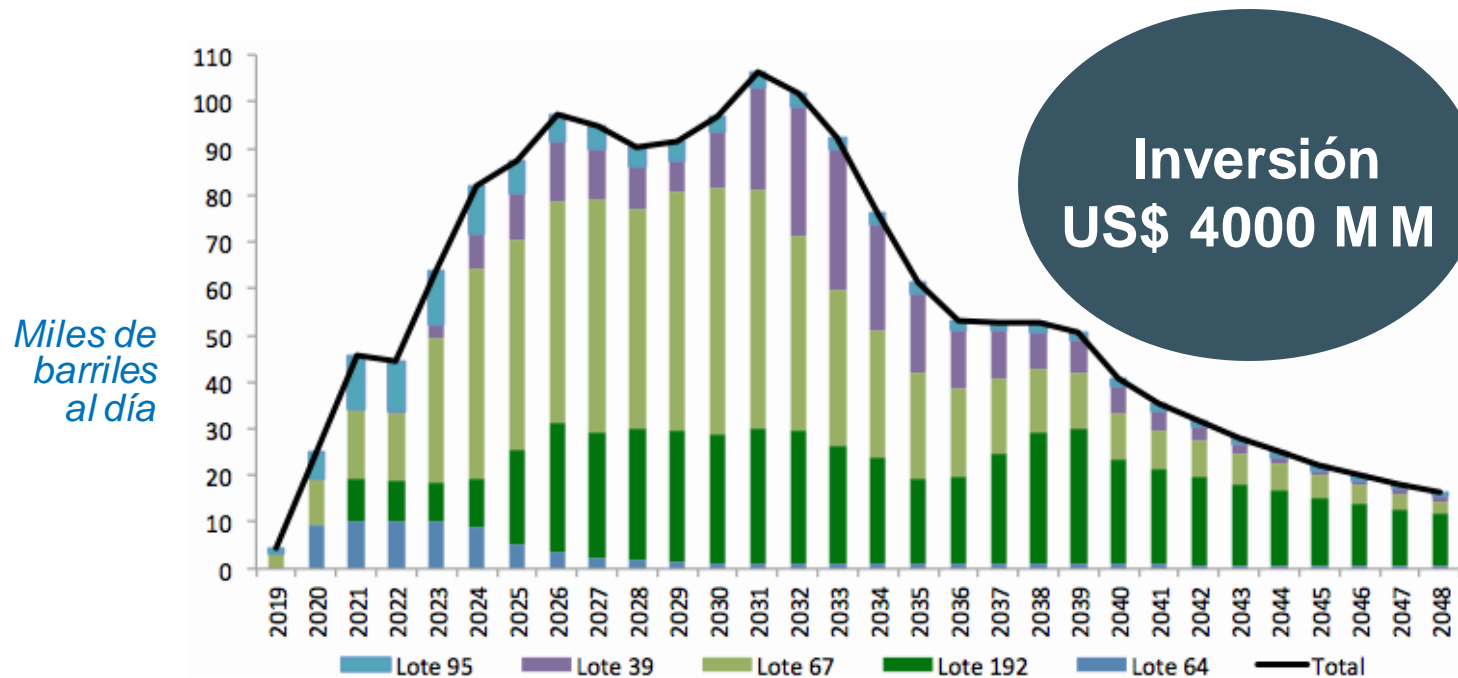
42 contratos vigentes:

17 de exploración

25 en explotación

Proyección de inversiones y producción en Lotes con 10 años

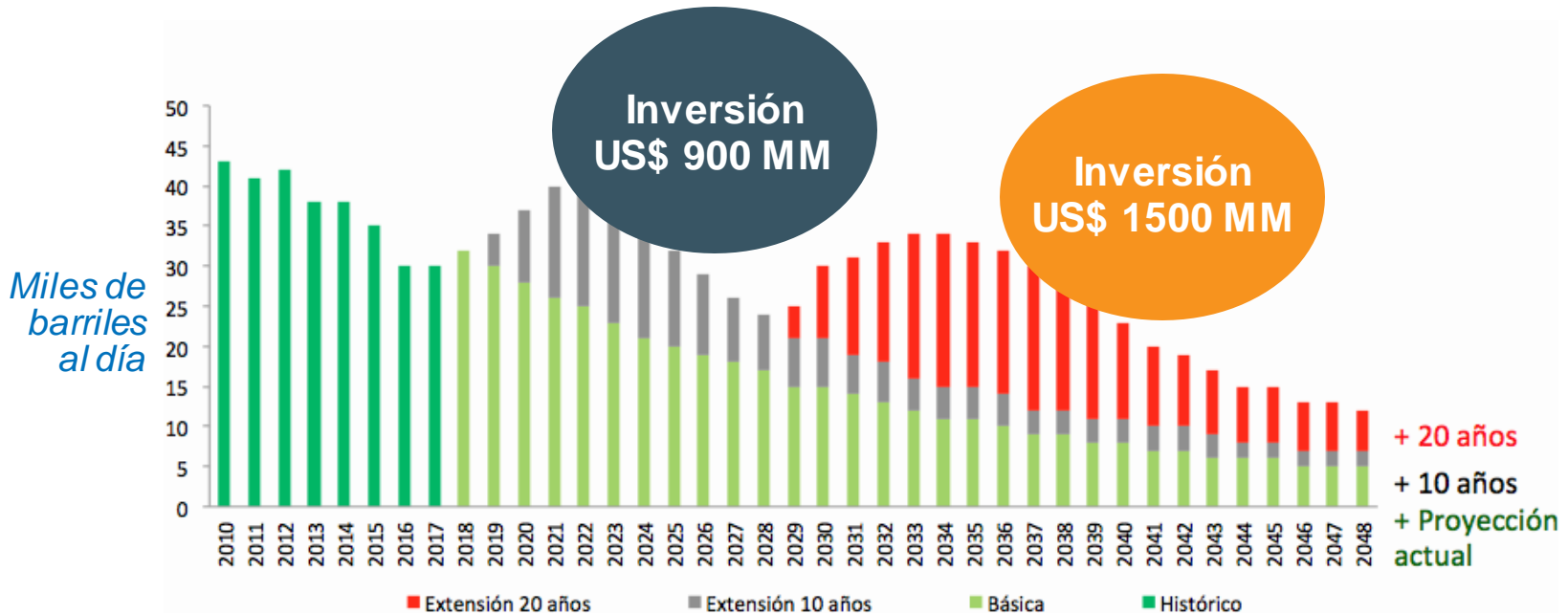
Posibles nuevos contratos para explotación de petróleo crudo
Lotes 64, 192, 67, 39 y 95



- Hay lotes con amplio potencial de producción 64, 192, 67, 39 y 95
- Podría traer inversiones por US\$ 4 000 MM.
 - Actualmente en promedio 10 mil barriles por día.
 - Proyección en promedio 40 mil barriles por día.

Proyección de inversiones y producción en lotes por vencer

Continuidad e Incremento de la Producción de petróleo crudo



- Los Lotes I, II, V, VII/VI, X, 8, 31B/D y Z-2B que están por vencer sus contratos, a la fecha producen 28,730 barriles por día.
- La extensión de contratos podría traer inversiones por U\$S 2400 MM y adicionar la producción crudo hasta en 22 mil barriles por día en su pico más alto.

NOTA: EXTENSIÓN 10 AÑOS: RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS. EXTENSIÓN 20 AÑOS: RESERVAS PROBABLES Y POSIBLES.

FUENTE: PERUPETRO