



EFICIENCIA
ENERGÉTICA
EN ARGENTINA



Proyecto financiado
por la Unión Europea

RESUMEN EJECUTIVO: HOJA DE RUTA PARA EL FOMENTO DE LA COGENERACIÓN EN ARGENTINA

MARZO 2021

Proyecto
implementado por:



La presente publicación ha sido elaborada con el apoyo financiero de la Unión Europea. Su contenido es responsabilidad exclusiva del consorcio de implementación liderado por GFA Consulting Group y no necesariamente refleja los puntos de vista de la Unión Europea



“Eficiencia Energética en Argentina”, apostando por conformar un sector energético más sostenible y eficiente en Argentina

HOJA DE RUTA PARA EL FOMENTO DE LA COGENERACIÓN EN ARGENTINA. RESUMEN EJECUTIVO

Preparado por: Andrea Heins, Andrea Afranchi y Laura Giumelli



ÍNDICE

1	Introducción	6
2	Definiciones	8
3	Resumen Ejecutivo	9
3.1	Identificación de Barreras a la Cogeneración en Argentina	9
3.2	Tecnologías de Cogeneración	11
3.2.1	Motores	12
3.2.2	Turbinas de gas	12
3.2.3	Turbinas de Vapor	12
3.2.4	Ciclos Combinados	13
3.2.5	Sistemas de cogeneración por bottoming	13
3.2.6	Barreras	13
3.3	Beneficios de la Cogeneración	14
3.3.1	Ahorro de Energía Primaria y Emisiones GEI evitadas	14
3.4	Identificación de empresas proveedoras de equipamiento	17
3.5	Antecedentes regulatorios internacionales	18
3.6	Incentivos económico-financieros	19
3.7	Propuesta de regulación a nivel nacional	20
3.7.1	Escenario Actual (Corto Plazo)	21
3.7.2	Escenario Esquema Marginalista (Mediano Plazo)	22
3.8	Hoja de Ruta de Implementación	23
3.8.1	Corto Plazo	23
3.8.2	Mediano Plazo	25
3.8.3	Largo Plazo	25
3.8.4	Remoción de Barreras	26

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1–	Resumen de identificación y valorización de barreras	11
Tabla 2–	Beneficios de la cogeneración en distintos niveles	14
Tabla 3 –	Eficiencias y Ahorro de energía primaria según esquema de generación	15
Tabla 4 –	Situación actual y oportunidades de cogeneración en sectores clave	16
Tabla 5–	Listado de proveedores de equipos para cogeneración	18
Tabla 6–	Resumen de las herramientas de regulación relevadas y su pertinencia para el MEM	19
Tabla 7–	Acciones y actores para la remoción de barreras	26
Tabla 8–	Remoción de barreras con las medidas propuestas	27



ABREVIACIONES

\$/ AR\$	Pesos moneda nacional
%	Porcentual
<	Menor
>	Mayor
ACIGRA	Asociación Consumidores Industriales de Gas de la República Argentina
AGEERA	Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina
AGUEERA	Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina
AEP	Ahorro de Energía Primaria
ANEEL	Agencia Nacional Energía Eléctrica - Brasil
art./arts.	Artículo/ artículos
ASAGA	Asociación Argentina de Grasas y Aceites
AT	Alta Tensión
BAU	Business As Usual (escenario tendencial)
BCRA	Banco Central de la República Argentina
BICE	Bnco de Inversión y Comercio Exterior
BM	Biomasa
BNA	Banco de la Nación Argentina
BNDES	Banco Nacional de Desarrollo Brasil
BT	Baja Tensión
°C	Grados Celcius o Centígrados
CABA	Ciudad Autónoma de Buenos Aires
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico
CC	Ciclo Combinado
CE	Central Eólica
CEMA	Cámara Empresarios de Madera y Afines
CFE	Comisión Federal de Energía - México
CH	Central Hidráulica
CNE	Comisión Nacional de Energía- España
CNCP	Certificado de Necesidad y Conveniencia Pública
CO	Monóxido de Carbono
CO2	Dióxido de Carbono
CO2eq	Dióxido de Carbono equivalente
conv.	Convencional
CREG	Comisión de Regulación de Electricidad y Gas - Colombia
CT	Central Térmica
CUIT	Clave Unica de Identificación Tributaria
CVP	Costo Variable de Producción
DAD	Desconexión Automática de Demanda
DAG	Desconexión Automática de Generación
Dec.	Decreto
DH /CD	District Heating/Calor Distrital
Dir.	Directiva - norma de la Unión Europea
DTE	Detalle Transacciones Económicas



EAT	Extra Alta Tensión
EE	Eficiencia Energética
ej.	Ejemplo
EEUU	Estados Unidos de Norteamérica
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
ENARSA	Empresa Nacional de Energía SA (actual IEASA)
ENRE	Enre Nacional Regulador de la Electricidad
ENS	Energía No Suministrada
EPC	Engineering, Procurement and Construction (Contrato de Ingeniería, Adquisiciones y Construcción)
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ET	Estación Transformadora
FAIMA	Federación Argentina de Industria de Madera y Afines
FCT	Fondo Compensador Tarifario
FEDEI	Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FIT	Feed In Tariff
FO	Fuel Oil
FODA	Matriz de Fortalezas, Debilidades, Oportunidades y Amenazas
FTT	Función Técnica de Transporte
FV	Fotovoltaica
G	General
GD	Generación Distribuida
GEI / GEIs	Gases de Efecto Invernadero
GMP	Ganancia Mínima Presuneta
GN	Gas Natural
Gral.	General
GU	Grandes Usuarios
h. / hr.	Hora
HC	Hidrocarburo
I+D	Investigación y Desarrollo
IC	Índice Calidad
IEL	Índice Energía Limpia
IIBB	Impuesto a los Ingresos Brutos
ISO	International Standard Organisation
IVA	Impuesto al Valor Agregado
kTEP	mil Toneladas Equivalentes de Petróleo
kV	kiloVoltio
kVA	kiloVolt-Ampere
kW	kiloWatt
kWh	kiloWatt-hora
LAT	Línea Alta tensión
LCOE	Leveralized Cost of Energy (Costo nivelado de energía)
LGSE	Ley General de Servicios Eléctricos- Chile
LP	Los Procedimientos
LTPPA	Long Term Power Purchase Agreement (Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica a Largo Plazo)



MAT	Mercado a Término
MATER	Mercado a Término de Energías Renovables
MEGSA	Mercado Electrónico del Gas S.A.
MDL	Mecanismo de Desarrollo Limpio
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MINEM	Ministerio de Energía y Minería de la Nación
MIEM	Ministerio Industria y Energía - Uruguay
MMBTU	Millón de Unidades Térmicas Británicas
MS	Mercado Spot
MT	Media Tensión
MW	MegaWatt
MWe	MegaWatts eléctricos
MWh	MegaWatt-hora
N°	Número
NEA	NorEste Argentino
NOA	NorOeste Argentino
NT	Norma Técnica
OED	Organismo Encargado de Desapcho - CAMMESA
OM	Operación y Mantenimiento
ONG	Oranización No Gubernamental
OTF	Over The Fence
PAEE	Planes de Acción de Eficiencia Energética - España
PAFTT	Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte
PBA	Provincia de Buenos Aires
PBI	Producto Bruto Interno
Pcia.	Provincia
PE	Precio Estacional
PEN	Poder Ejecutivo Nacional
PES	Primary Energy Savings (AEP)
PI	Parque Industrial
PIST	Punto de inyección al Sistema de Transporte de GN
PlanEEAr	Plan Nacional de Eficiencia Energética
PMAX	Potencia Máxima
PPA	Power Purchase Agreement (Contrato de Abastecimiento de Energía Eléctrica)
Proinfa	Programa Fomento Energía Renovable - Brasil
PURPA	Public Utility Regulatory Policy Act (Ley Regulación de Energía - EEUU)
Q	Cantidad
R	Residencial
REE	Rendimiento Eléctrico Equivalente
rend.	Rendimiento
Res.	Resolución
RG	Rendimiento Global o Total
ROC	Renewable Obligation Certificate (Certificado de Energía Renovable)
RSP	Renewable Standard Portfolio (Certificado de Energía Renovable)
SA	Sociedad Anónima



SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition (acrónimo de software de control de operación)
SE	Secretaría de Energía
SEN	Secretaría de Energía de la Nación
SGE	Secretaría de Gobierno de la Energía de la Nación
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SMEC	Sistema Medición Electrónica Comercial.
SOD	Sistema de Despacho Operativo (del SADI)
SOTR	Sistema Operación Tiempo Real
T.	Tarifa
TEP	Toneladas Equivalentes de Petróleo
TG	Turbo Gas
TV	Turbo Vapor
UE	Unión Europea
US\$/USD	Dólares de los Estados Unidos de Norteamérica
USA	United States of America
V	Voltios
VAD	Valor Agregado de Distribución
VAT	Valor Agregado de Transporte



1 Introducción

La cogeneración es la producción conjunta y secuencial de energía eléctrica y energía térmica útil (calor o frío), a partir de una misma fuente de combustible y en el mismo lugar de consumo. Los sistemas convencionales de generación termoeléctrica operan con diversas eficiencias típicas según la tecnología y escala, disipando el resto de la energía primaria del combustible en forma de calor. La cogeneración permite utilizar dicho calor, que de otra manera sería desechado, en procesos que lo demanden. Asociados a la cogeneración están los sistemas de trigeneración, que producen simultáneamente electricidad, calor y frío; o cuatrigeneración, que además de los tres energéticos anteriores producen energía mecánica.

Estas modalidades productivas suponen una mejora en la eficiencia total del conjunto de productos entregados, que es cuantificable en cada caso y, por ello, son analizadas como alternativa tecnológica para la mejora de la Eficiencia Energética.

Si bien el tema está asociado al sector energético y dentro de éste al eléctrico, la cogeneración traspasa este sector y presenta características que transversalmente refieren a otros sectores: como lo es el gasífero y su marco de regulación y mercado (y, en menor escala, al subsector de combustibles líquidos), a las políticas industriales, fiscales, aduaneras y sobre todo a las normas de Ordenamiento Territorial y las acciones de planificación local, entendido por estas los marcos jurídico-técnicos y administrativos de esos estamentos.

La cogeneración es una solución conocida y madura para dar respuesta a una demanda creciente de energía, la cual maximiza su eficiencia cuando se tienen en cuenta los requerimientos térmicos y eléctricos desde las primeras etapas de desarrollo. A nivel internacional, el tema se ha desarrollado en numerosos países y los beneficios obtenidos son concretos y se encuentran ampliamente difundidos.

Situación en Argentina

Argentina tiene un potencial de cogeneración que hasta el momento se encuentra desaprovechado, no porque se desconozcan los beneficios de la tecnología, sino por diferentes cuestiones de contexto. Según la publicación “Escenarios energéticos para la Argentina (2013-2030) con políticas de eficiencia”, de la Fundación Vida Silvestre, el potencial proyectado al 2030 a partir de sistemas de cogeneración, ronda los 6.200MW.

En marzo de 2019 se realizó un seminario sobre cogeneración, convocado por la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica (AGUEERA) y por la Asociación de Consumidores Industriales de Gas de la República Argentina (ACIGRA). A esta jornada asistieron representantes de la Secretaría de Energía de la Nación, de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA), empresas proveedoras de tecnología de cogeneración, empresas consumidoras de gas y energía eléctrica y empresas proveedoras y generadoras de gas y electricidad. Durante la jornada se realizaron presentaciones de los distintos sectores y luego se desarrolló un debate donde quedó claro que existe consenso por parte de todos los actores involucrados en los beneficios que la cogeneración aporta, tanto al sector industrial como a nivel nacional; desde el punto de vista de la eficiencia energética por un menor uso de combustibles fósiles, disminución de emisiones y ahorro económico. También hubo acuerdo en que existen múltiples barreras que impiden que la cogeneración se desarrolle en Argentina, como sucedió en otros países, y tienen que ver con cuestiones regulatorias, económicas, técnicas, de despacho, y de información sobre los beneficios reales y concretos que esta tecnología propone.

Por otro lado, como parte del Proyecto de Eficiencia Energética en Argentina, se realizaron dos talleres con empresas miembros de la Unión Industrial Argentina (UIA) y la Cámara Argentina de la Mediana Empresa (CAME). En ambos talleres surgieron conclusiones similares a las obtenidas en la Jornada de AGUEERA y ACIGRA, lo cual deja de manifiesto la necesidad de avanzar en un análisis pormenorizado de las barreras existentes y la elaboración de un plan para eliminar esas barreras y potenciar el desarrollo de la cogeneración en el país.



Debido a lo mencionado previamente, se decidió desarrollar el presente proyecto “Plan de Fomento de la Cogeneración en Argentina”, para conocer el estado actual de la cogeneración en la Argentina, la identificación de las barreras para la penetración de ésta, y la elaboración de una propuesta con acciones destinadas a promocionar la incorporación de las tecnologías de cogeneración que permitan capturar los beneficios en términos energéticos, económicos y ambientales.

En este documento se presentan las principales conclusiones recogidas de las actividades realizadas en el marco de la consultoría, desarrolladas en detalle en los siguientes productos¹:

Anexo II: Producto 2

Análisis de Identificación de Barreras a la Cogeneración en Argentina

Anexo III: Producto 3

- I. Identificación y descripción de las distintas tecnologías disponibles, y los beneficios que traerían, de manera preliminar, a nivel individual en las industrias y a nivel país.
- II. Cuantificación del potencial de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) asociados a las reducciones de consumo de energía primaria producto de la implementación de cogeneración.
- III. Identificación de empresas proveedoras de equipamiento para estimar cuál es la oferta existente.
- IV. Antecedentes internacionales en la materia.

Anexo IV: Producto 4

Propuesta de regulación a nivel nacional.

Anexo V: Producto 5

Hoja de Ruta para el Fomento de la Cogeneración en Argentina

¹ No se incluye el Producto 1 ya que se trató del Plan de Trabajo del desarrollo de la consultoría



2 Definiciones

A manera preliminar, es importante dejar en claro algunas definiciones que se utilizarán a lo largo de todo el documento.

Si bien desde el punto de vista tecnológico la cogeneración es la producción de energía térmica y eléctrica en forma secuencial y simultánea; la regulación argentina actual, a través de la Res. SEN N°61/1992 y modificatorias, y Los Procedimientos de CAMMESA, en su Anexo XII, definen a los cogeneradores y autogeneradores a través de los siguientes requisitos técnico-operativos de su vinculación con el sistema eléctrico:

- Unidad de potencia instalada mayor a 1 MW. (en ambos casos).
- Autogenerador: consumidor de electricidad, que genera energía eléctrica como producto secundario, siendo su propósito principal la producción de bienes y/o servicios. Esta definición incluye a la tecnología de cogenerador, pero es más amplia dado que alcanza también a generadores de energía eléctrica como producto secundario, pero que no necesariamente generan calor o energía térmica de manera conjunta.
- Autogenerador distribuido: se considera Autogeneración Distribuida² a un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al SADI en diferentes nodos de conexión. Tanto las centrales de generación como las demandas deberán tener el mismo N° de CUIT.
- Cogenerador: genera conjuntamente energía eléctrica y vapor u otra forma de energía para fines industriales, comerciales de calentamiento o de enfriamiento. Esta segunda segmentación también incluye la tecnología de cogeneración.

En ambas definiciones se puede cogenerar. La segmentación regulatoria está planteada a partir de su rol en el MEM: si el agente solamente inyecta (cogenerador) o también adquiere del MEM potencia y energía, por un lado y por el otro, si puede entregar una potencia media anual del 50% o en el caso de los autogeneradores cubrir el 50% de su demanda anual informada.

A los fines del presente Informe, se considera Cogeneración la definición tecnológica, mencionada inicialmente: producción de energía térmica y eléctrica en forma secuencial y simultánea.

² Resolución 269/2008, Secretaría de Energía. <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/140000-144999/140552/norma.htm>



3 Resumen Ejecutivo

En el presente informe, se resumen las de las actividades realizadas en el marco del proyecto de consultoría “Desarrollo de Hoja de Ruta integral para el fomento de la Cogeneración en la República Argentina” junto con las principales conclusiones extraídas de cada una de ellas.

En primer lugar, se analizan los actores relevantes y el contexto actual de la cogeneración en el país y, a partir de esto, se identifican y valorizan las principales barreras a la cogeneración presentes en Argentina. Esta actividad corresponde al Producto II de esta consultoría.

En el Producto III, se describen las tecnologías de cogeneración disponibles y los beneficios asociados a su implementación. Se analiza también el impacto de una mayor penetración de la cogeneración en el país, estimando el ahorro de energía primaria asociado y las emisiones de GEI evitadas.

Dentro de las actividades del Producto III, se incluye también un relevamiento de las empresas proveedoras de tecnología de cogeneración en el país y se analizan los antecedentes internacionales en materia de cogeneración.

A partir del análisis de las actividades mencionadas anteriormente, en el Producto IV, se realiza una propuesta de regulación a nivel nacional para el fomento de la cogeneración en Argentina. Junto con esto, se presenta una hoja de ruta de implementación (Producto V) que considera aspectos regulatorios, una propuesta de organización institucional, actividades de difusión, formación de capacidades, incentivos financieros y actividades de monitoreo y evaluación, que permitan desarrollar las medidas de fomento en el marco de una política pública integral en el mediano y largo plazo.

3.1 Identificación de Barreras a la Cogeneración en Argentina

El informe “Análisis de Identificación de Barreras a la Cogeneración en Argentina” (Producto II) tiene como objetivo la identificación de las restricciones para la incorporación de tecnología de cogeneración en Argentina, como primera parte del proceso para identificar acciones de eficiencia energética.

Para ello se identificaron inicialmente los actores actuales directa o indirectamente vinculados a la cogeneración y las partes interesadas actuales o potenciales. Surge de esta identificación que son las instituciones de regulación nacionales y provinciales los principales actores que tienen relación con las acciones a emprender. Está en manos de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN) y de los reguladores provinciales la remoción de las principales barreras identificadas en el sector eléctrico y gasífero, que permitirían la viabilidad de los procesos. En un segundo orden, también se identifican como actores vinculados a la temática otras instituciones gubernamentales, tales como las autoridades de industria y fiscales.

Del lado de las partes interesadas, además de los cogeneradores y generadores del sector eléctrico nacional, los proveedores de gas natural (sean productores o comercializadores) y los proveedores de tecnología tienen interés en el proceso.

Las restricciones identificadas para el desarrollo de la cogeneración son variadas, pero las centrales están relacionadas con el diseño regulatorio nacional del despacho de cargas y remuneración de la energía eléctrica. El mecanismo de cálculo del rendimiento de la unidad de cogeneración, el procedimiento de declaración de precio de combustible (CVP) que habilita el ranqueo del despacho de cargas y el modo de valorizar la energía son las principales limitantes. En el primer caso porque excluye y, por tanto, no valoriza el calor ni el autoconsumo impidiendo considerar la eficiencia total que se logra en el proceso, y el segundo porque en caso de tener que despachar indefectiblemente la energía generada, el cogenerador debe asegurarse estar ranqueado para el despacho en todo momento, cosa que logra subvalorando su combustible. Poner un precio bajo resulta el único modo de valorizar (eventualmente en parte) la energía generada. El tercer punto afecta por igual a todas las máquinas térmicas sin contrato e implica que las unidades reciben



costo operativo, es decir el costo de capital resulta hundido. A ello se le agrega la prohibición de contratos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de lo que resulta la imposibilidad de valorizar de modo actual y futuro la energía generada o a generar. Las limitaciones regulatorias, tanto nacionales como provinciales impiden la comercialización de energía, aun dentro de espacios delimitados, tales como parques industriales, por ejemplo.

Otra barrera de entrada está dada por la limitación que la valorización de la energía inyectada al MEM – presente y futura- implica que el apalancamiento de una inversión sólo puede sostenerse por el retorno que el proceso industrial logre ya que, desde el sector eléctrico, se sub-valoriza o no se lo valoriza. Si a ello se le suma la imposibilidad de efectuar contratos en el MEM, sea o no con privados, las tasas y la complejidad que presenta la evaluación de este tipo de proyectos representan una marcada restricción, que el conocimiento de la tecnología y las capacidades logradas en el país en temas de operación y mantenimiento– aun cuando la tecnología es mayormente importada- no logra amortiguar.

Otra barrera es el costo de la función técnica de transporte (FTT), que es la remuneración por el servicio de peaje que el cogenerador debe pagar al distribuidor. La dispersión normativa provincial y los criterios tarifarios impuestos, en varias provincias aplican tarifa local a los flujos bidireccionales de la cogeneración y en otros casos, los altos costos de los peajes – de US\$ 15/MWh o más-, resultan limitantes altas para la cogeneración.

Las restricciones impuestas regulatoriamente a la disponibilidad de gas natural en épocas invernales – a pesar de contar con contratos - es una limitación, que, si bien afecta parcialmente a toda la generación, a la cogeneración de mayor potencia le impacta de modo más marcado ya que es más probable que sufran corte de suministro, porque además se suma la necesidad de redireccionar los contratos de gas natural.

Cargos tarifarios al gas natural y en los servicios eléctricos de las provincias suelen encarecer la operatoria, al igual que la doble gestión ambiental, entre otros costos.

La cantidad y complejidad de trámites para lograr calificar como agente MEM, el acceso al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), eventualmente la ampliación del sistema de transporte (a lo que se le suma el costo administrativo), y el volumen del flujo de información requerida por CAMMESA para el despacho de cargas (debe informarse estacional, mensual, semanal y diariamente disponibilidad de energía y potencia), desalientan la entrada, sumando complejidades.

Debe señalarse que las limitaciones antes mencionadas y otras restricciones menores, de carácter transitorio o permanente, se presentan en diferentes etapas de los proyectos, hay dos etapas marcadas, la de inversión y la de operación. Por otro lado, las restricciones suelen tener diferente impacto según potencia instalada y ubicación, ya que, como se señaló, la normativa provincial es muy disímil.

A continuación, se resume la identificación de las barreras y la valoración de las mismas.



Tipo de barrera		Valoración		
Restricción principal	Aspecto	Alta / Muy Alta	Media	Baja / Muy Baja
Valorización de energía	declaración rendimiento			
	CVP /despacho			
	precio operativo/spot			
	prohibición contratar			
FTT	costos peajes y criterios			
Inversiones	project-finance/ instrumentos			
	tasa			
	mercado de cambios			
Valorización de potencia				
Restricciones de acceso al sistema de transporte				
Visibilización tecnología				
Disponibilidad materia prima GN				
Disponibilidad materia prima biomasa				
Capacity building regulatorio	autoridades regulatorias			
Capacity building operativo	CAMMESA - distribuidores			
Doble regulación				
Complejidad de info MEM				
Tramites de acceso				
Tecnologías				
Doble gestión ambiental				
Ordenamiento territorial				
Parques industriales				

Tabla 1– Resumen de identificación y valorización de barreras

3.2 Tecnologías de Cogeneración

En esta sección, correspondiente al Producto III, se analizan las principales tecnologías de cogeneración disponibles y sus características, poniendo mayor énfasis en aquellas tecnologías con alto potencial de penetración en el sector industrial argentino y a la vez con un alto grado de madurez, no solo a nivel mundial sino también local.

La cogeneración se construye en base a cualquier ciclo térmico convencional; la ubicación adecuada de los procesos de conversión de la energía del combustible en energía mecánica y calor útil maximizan la eficiencia del conjunto y el orden secuencial de su integración da origen a dos esquemas diferentes denominados “cogeneración por topping” y “cogeneración por bottoming”.

Si el combustible primero es utilizado para la generación de energía eléctrica o mecánica y luego se produce la energía térmica este ciclo se denomina cogeneración por topping o ciclo superior. Y si se encuentran ordenados en una secuencia invertida se denomina cogeneración por bottoming o ciclo inferior. Sea cual sea el orden de estos procesos es fundamental que trabajen de manera secuencial y simultánea.

Para que un ciclo sea considerado de cogeneración el flujo de energía deber ser usado de manera secuencial o en cascada por los procesos de conversión, empezando desde el combustible, esto garantiza que no sean procesos de generación no integrados. Adicionalmente, se debe producir, al mismo tiempo, electricidad o energía mecánica y calor útil a partir de un combustible.

Sin una demanda de calor no hay posibilidad práctica de desarrollar una cogeneración, y las características de esta demanda (temperatura, cantidad y constancia) acotan los esquemas a seleccionar. Mientras que la demanda eléctrica suele no ser una restricción si el sistema se encuentra conectado a la red y tiene la posibilidad de intercambiar energía con ésta. Teniendo en



consideración las temperaturas de trabajo de los procesos industriales se puede visualizar que tipo de ciclo de cogeneración es factible aplicar.

Por lo general, la cogeneración puede llevarse a cabo a partir de motores de combustión interna, turbinas de gas, turbinas de vapor y/o ciclos combinados. A continuación, se presentan resumidamente estos ciclos tecnológicos, su aplicación y eficiencias típicas alcanzables en la etapa de diseño. Dentro del informe del Producto III se desarrollan con mayor detalle, y se incluye también una breve descripción de los ciclos de trigeneración y tetrageneración, la utilización de máquinas de absorción y el ciclo de Rankine orgánico.

3.2.1 Motores

Los motores de combustión interna son los encargados de convertir la energía del combustible en energía mecánica o eléctrica. La energía térmica se obtiene de la recuperación del calor perdido en los gases de escape, los circuitos de refrigeración de aceite y agua respectivamente y/o por radiación. La energía recuperada, se puede utilizar de manera directa o indirecta (mediante un recuperador de calor). Habitualmente se utilizan dos tipos de motores de combustión interna como accionamientos primarios: el motor Otto y el motor Diesel.

Esta tecnología es conveniente para potencias bajas, desde 1MW o incluso menores y hasta 15 o 20 MW, y donde además la demanda térmica es de baja calidad. Estos equipos pueden llegar a una eficiencia de generación de energía eléctrica del 45% y, con un muy buen diseño de la cogeneración, se puede recuperar calor útil de los sistemas de refrigeración en un 20% y de los gases de escape en un 25%; la eficiencia global del conjunto rondará el 90%.

3.2.2 Turbinas de gas

Cuando se hace referencia a sistemas de cogeneración con turbina de gas se trata de un módulo turbogenerador que está compuesto por un compresor de aire (accionado por la misma turbina), una cámara de combustión (donde se mezcla el aire con el combustible y luego se realiza la combustión) y una turbina. Esta última es la encargada de transformar la energía liberada por el combustible en energía mecánica y luego el alternador transforma la energía mecánica en eléctrica. Estos equipos normalmente emplean gas natural o diesel, pero también puede emplear otros combustibles con alto grado de pureza.

En los sistemas de cogeneración, la energía de los gases escape de la turbina es recuperada y aprovechada como calor útil. El calor recuperado puede usarse de manera directa o indirecta. Cuando el aprovechamiento es de manera indirecta, la recuperación energética tiene lugar en una caldera de recuperación o HRSG, por sus siglas en inglés. Estas pueden ser de dos tipos: piro o humotubulares; o acuotubulares. Cuando la demanda térmica es algo superior al calor útil recuperable, se puede adicionar quemadores; conocidos también como postcombustores.

Esta tecnología es conveniente para cubrir de grandes a medianas demandas térmicas, en un rango amplio rango de calidad (de alta a bajas presiones y temperaturas). La potencia puede rondar entre 1MW y superar los 300 MW.

Las nuevas turbinas de gas son las máquinas térmicas de rendimientos intermedios, pueden lograr una eficiencia de generación de energía eléctrica del 30 al 35%. Con un buen diseño de la cogeneración, se puede recuperar calor útil de los gases de escape en un 80% aproximadamente; y la eficiencia global del conjunto puede rondar un 80% y hasta un 90%.

3.2.3 Turbinas de Vapor

Los ciclos con turbinas de vapor normalmente generan electricidad como un subproducto del calor útil (vapor). El vapor que se expande en la turbina puede, en parte, extraerse para ser usado como calor útil. Las extracciones pueden realizarse en etapas intermedias de la turbina y a la vez aprovechar las condiciones del vapor a la salida de la TV, luego de la expansión. Esta tecnología puede utilizar una amplia gama de combustibles, inclusive en casos donde se dispone de combustibles residuales, residuos biomásicos u otros tipos de residuos.



Los ciclos con TV son adecuados cuando el objetivo principal es la generación de calor útil y como subproducto se genera trabajo mecánico o energía eléctrica. Son turbinas multietapas y están disponibles desde potencia que rondan el 1MW y llegan a superar los 200MW. Tiene como desventaja una eficiencia eléctrica limitada.

En estos esquemas la producción de electricidad es baja y por ende los porcentajes de conversión eléctrica son bajos, por lo general de entre el 7% y 15% (pudiendo llegar al 25%). Pero en contrapartida la generación de calor útil es elevada y con un buen diseño, el rendimiento global de la cogeneración puede alcanzar un 80 o 90%.

3.2.4 Ciclos Combinados

En este caso la generación de energía mecánica/eléctrica se obtiene de dos ciclos térmicos convencionales distintos; un ciclo de gas (turbina de gas o motor de combustión interna) y un ciclo de vapor (más una turbina de vapor). Los gases calientes de salida del ciclo de gas son direccionados a un recuperador de calor, caldera, donde se genera vapor para luego expandir en una turbina de vapor. De esta forma se genera electricidad adicional, con lo que se incrementa el rendimiento eléctrico y por ende el rendimiento global de la instalación.

La energía térmica puede obtenerse de la salida de gases caliente de la máquina térmica a gas, del recuperador de calor y/o como extracción de vapor de la turbina de vapor. Si la demanda de calor útil es superior a la que puede proporcionar los gases de escape, se incrementa la producción de vapor utilizando un quemador de postcombustión, el cual se encuentra en el recuperador de calor (o la caldera de recuperación).

Una cogeneración de ciclo combinado con turbinas de gas más turbina de vapor, pueden llegar a convertir alrededor del 40 o 45% de la energía del combustible en energía eléctrica. Con un buen diseño para la recuperación de calor se pueden aprovechar los gases de escape y alcanzar rendimientos térmicos superiores al 40% aproximadamente; y la eficiencia global del conjunto puede rondar el 80% y hasta incluso superar el 90%.

3.2.5 Sistemas de cogeneración por bottoming

En los casos de cogeneración por bottoming, habitualmente, son los tecnólogos quienes, desde el diseño, integran energéticamente los elementos necesarios para el aprovechamiento del calor residual. Obteniendo así vapor, de elevado contenido energético, que luego puede ser utilizado en la generación de energía mecánica o eléctrica en turbinas de vapor.

Otra opción es el aprovechamiento de la energía térmica de gases calientes de escape de hornos, secadores o equipos de fuego directo, ya que pueden liberar gases de combustión con temperaturas de 300 a 1200 °C y volúmenes mayores a los que emiten los generadores de vapor, por tener excesos de aire considerables. De este aprovechamiento energético, se obtiene energía eléctrica mediante el uso de turbinas de vapor de agua o turbinas de vapor accionadas por algún fluido orgánico, dependiendo de la temperatura que dispongan los gases calientes a recuperar.

3.2.6 Barreras

La tecnología de cogeneración es una tecnología madura, en constante evolución tecnológica, ampliamente utilizada en el mundo y con algunas experiencias dentro del país. Esta tecnología no presenta grandes diferencias con la utilizada en el parque de generación térmica del país, por lo que hay capacidades locales para su operación y mantenimiento, además de presentar una alta confiabilidad. Si bien no se desarrolla localmente, los principales proveedores se encuentran en el país y brindan servicios de posventa y mantenimiento para garantizar la confiabilidad de las máquinas. Es decir, la tecnología no representa una barrera.

Por otro lado, la difusión de datos y casos reales relacionados a esta tecnología podría generar confianza y evitar la barrera que genera la asimetría de información. Podría ser necesario también reforzar algunas capacidades locales relacionadas con el diseño y desarrollo de ingeniería de una planta de cogeneración.



3.3 Beneficios de la Cogeneración

De acuerdo con el informe de la Agencia Internacional de Energía “*Capturing the Multiple Benefits of Energy Efficiency*”³ (International Energy Agency, 2015), los beneficios que presenta la eficiencia energética son múltiples y van mucho más allá del mero ahorro de energía. La cogeneración, como medida de eficiencia energética por excelencia, no está exenta de este concepto.

En términos generales, los beneficios de la eficiencia energética se pueden categorizar en aspectos energéticos, económicos, ambientales y sociales. Si nos focalizamos en los beneficios que genera la cogeneración, podemos categorizarlos de la misma manera, a la vez que analizamos los impactos a nivel individual de las industrias, a nivel del sistema eléctrico y a nivel país.

A continuación, se presenta un resumen con esta segmentación, donde se enumeran los beneficios y co-beneficios de la cogeneración.

Beneficios	Sector impactado		
	Industria	Sistema eléctrico	País
Energéticos	↓ consumo de energía ↑ disponibilidad de energía para otros usos ↑ confiabilidad operativa	↓ pérdidas técnicas en sistemas de transporte y distribución ↑ confiabilidad operativa	Ahorro de energía primaria Mejora de balanza energética ↑ seguridad energética
Económicos	↓ costos operativos ↑ productividad y competitividad	↓ inversiones o diferimiento en el tiempo	Mejora de balanza comercial Movilización de economías regionales ↓ gasto público en salud
Ambientales	↓ emisiones GEI ↓ emisiones locales y mejora de calidad de aire ↓ desechos biomásicos ⁴	↓ factor de emisiones de la red	↓ emisiones GEI ↓ emisiones locales y mejora de calidad de aire Aprovechamiento de desechos biomásicos
Sociales	↓ problemas respiratorios de empleados y comunidad donde operan	↑ acceso a la energía en zonas con deficiencias en los sistemas de distribución	↓ problemas respiratorios ↑ empleos locales calificados ↑ acceso a la energía de sectores vulnerables

Tabla 2- Beneficios de la cogeneración en distintos niveles

3.3.1 Ahorro de Energía Primaria y Emisiones GEI evitadas

Como se menciona en la tabla 2, el ahorro de energía primaria es uno de los principales beneficios de la cogeneración, producto de la mayor eficiencia por generación conjunta de energía eléctrica y térmica. La ganancia de eficiencia dependerá de la tecnología utilizada y del diseño específico realizado para cada planta industrial en función de sus requerimientos térmicos. Asociado con el

³ <https://www.iea.org/reports/capturing-the-multiple-benefits-of-energy-efficiency>

⁴ Aplica a aquellas industrias con potencial de cogeneración en base a biomasa



ahorro de energía primaria, otro beneficio es la reducción de emisiones de GEI o emisiones evitadas (en caso de plantas nuevas).

A continuación, se muestran los resultados de algunas estimaciones de ahorro de energía primaria que pueden obtenerse por generación conjunta de calor y electricidad respecto de la producción a través de sistemas no integrados, esto es, calor a partir de una caldera convencional y electricidad del SADI. Los supuestos para la confección de la tabla 3 se explican en detalle en el apartado 4.1 del Producto III.

Esquema de generación de energía eléctrica y térmica	Eficiencias	Ahorro de energía primaria (%)
Sistema no integrado (vapor en caldera convencional y electricidad del MEM)	Vapor: 85% caldera a GN o biomasa Electricidad: 44.12%	-----
Cogeneración con caldera a biomasa y turbina de vapor	Cogeneración (eficiencia global): 80%	6.17%
Cogeneración con caldera a GN y turbina de vapor	Cogeneración (eficiencia global): 80%	6.17%
Cogeneración con turbina de gas y caldera de recuperación	Cogeneración (eficiencia global): 90%	27.84%

Tabla 3 - Eficiencias y Ahorro de energía primaria según esquema de generación

Para realizar un análisis de potencial sectorial, se tomó como referencia los sectores industriales clave con mayor potencial de cogeneración, teniendo en cuenta para su definición los relevamientos realizados durante la elaboración del Plan Nacional de Eficiencia Energética (PlanEEAr) que se está desarrollando en el marco del Proyecto de Eficiencia Energética en Argentina, validados en base a entrevistas con actores clave y bibliografía.

Los sectores identificados son:

- Pulpa y Papel
- Aceites varios y harina de soja
- Petroquímica
- Aluminio (primario y semielaborados ALUAR)
- Hierro y Acero
- Cemento

En la siguiente tabla se resume la situación actual de estos sectores en cuanto al uso de vapor y a la existencia de cogeneración, así como el potencial identificado de manera cualitativa.

	Situación actual	Oportunidad de cogeneración
Pulpa y Papel	<p>Cogeneran con Fuel Oil (FO) y Biomasa (BM) como autoproducción (sin exportar energía eléctrica al MEM) y algunas industrias exportan al MEM</p> <p>La cogeneración es mayoritariamente con TV (especialmente la autoproducción)</p> <p>Generan vapor en calderas tradicionales a partir de Gas Natural (GN)</p>	<p>Optimizar la cogeneración existente en los autoprodutores exportando excedentes de energía eléctrica al MEM</p> <p>Migrar la generación de vapor en calderas a cogeneración con TV en base a BM disponible y excedentes con TG en base a GN.</p> <p>Plantear el crecimiento del sector con diseños que incorporen la cogeneración, con TV para aprovechamiento de BM y TG en el resto.</p>



Aceites varios y harina de soja	<p>Cogeneran con FO y BM como autoproducción (sin exportar energía eléctrica al MEM) y algunas industrias exportan al MEM.</p> <p>El 77% de la energía total utilizada es vapor generado en calderas a partir de GN (90%) y BM (10%).</p> <p>En los últimos años (post 2017) exportan energía eléctrica al MEM como parte de contratos Renovar.</p>	<p>Optimizar la cogeneración existente en los autoprodutores exportando excedentes de energía eléctrica al MEM</p> <p>Migrar la generación de vapor en calderas a cogeneración con TV en base a BM disponible y excedentes con TG en base a GN.</p> <p>Plantear el crecimiento del sector con diseños que incorporen la cogeneración, con TV para aprovechamiento de BM y TG en el resto.</p>
Petroquímica	<p>Cogeneran con GN como autoproducción (sin exportar energía eléctrica al MEM) y algunas industrias exportan al MEM.</p> <p>El 54% de la energía total utilizada es vapor generado en calderas a partir de GN.</p>	<p>Optimizar la cogeneración existente en los autoprodutores exportando excedentes de energía eléctrica al MEM</p> <p>Migrar la generación de vapor en calderas a cogeneración con TG.</p> <p>Plantear el crecimiento del sector con diseños que incorporen la cogeneración.</p>
Aluminio (primario y semielaborados ALUAR)	<p>Autoproducción de energía eléctrica sin cogeneración</p> <p>No tienen consumo de vapor o calor en procesos</p>	<p>No se visualizan oportunidades de implementar cogeneración, por tipo de proceso y consumos.</p>
Hierro y Acero	<p>Cogeneran con GN como autoproducción un 4% de sus consumos</p> <p>Consumen calor a partir de GN (8% de los consumos totales)</p>	<p>No se visualizan oportunidades de migrar a cogeneración en el corto plazo.</p> <p>Plantear el crecimiento del sector con diseños que incorporen la cogeneración.</p>
Cemento	<p>No hay cogeneración en el sector.</p> <p>Demandan calor de muy alta calidad (hornos como el Clinker).</p>	<p>No se visualizan oportunidades de migrar a cogeneración en el corto plazo.</p> <p>Plantear el crecimiento del sector con diseños que incorporen la cogeneración.</p>

Tabla 4 - Situación actual y oportunidades de cogeneración en sectores clave

FUENTE: Elaboración propia en base a relevamientos con actores clave e información de Fundación Bariloche

Un punto importante para resaltar es que en algunos de los casos donde tienen cogeneración como “autoprodutores” -sin conexión al MEM-, se debe principalmente a las barreras regulatorias identificadas en el Producto II.

*En la situación actual de producción, si se aprovecharan todas las oportunidades descritas en la Tabla 4, solamente en los sectores de pulpa y papel, aceites y petroquímica, el **potencial de ahorro de energía primaria sería del orden de 768 kTEP/año** (setecientos sesenta y ocho mil toneladas equivalentes de petróleo al año), lo que representa un **27% del consumo total de energía primaria de los sectores analizados**, un **6,4% del consumo total de energía de todas las industrias del país**, y un **8% de todas las importaciones de gas natural del año 2017**. Asimismo, las emisiones de GEI evitadas asociadas exclusivamente al ahorro de energía primaria (AEP) calculado*



ascienden a **1.59 MtnCO_{2eq}/año⁵**, lo que equivale a sacar de circulación 334,000 vehículos de pasajeros al año.

En el caso de las industrias de hierro y acero, y cemento, no se visualiza un potencial de aprovechamiento significativo ya que, por las características de los procesos, en estas industrias se debería implementar cogeneración con el esquema de bottoming y este suele ser más complejo para instalaciones existentes. Además, suele haber cierta resistencia por parte de las industrias ya que agregar la cogeneración aguas abajo del proceso podría generar alguna dificultad o limitación en la operación. En estos sectores se visualiza que la oportunidad de cogeneración puede venir acompañando el crecimiento de los sectores y sí instalarse en caso de plantas nuevas o ampliación de plantas existentes.

El sector de producción de aluminio no se identifica como una industria con oportunidad para implementar cogeneración ya que los procesos si bien tienen consumos térmicos, por lo general emplean energía eléctrica con fuente.

El desarrollo de la cogeneración como producto de implementación de los instrumentos y políticas que se proponen en la Hoja de Ruta impactará en los escenarios de consumo de energía eléctrica -tanto en las industrias donde se instale la tecnología como en el MEM en general- y en el consumo de gas y biomasa para producción de vapor. El impacto será positivo debido a la mejora de eficiencia de los sistemas en su conjunto. Por otro lado, se espera que los sectores industriales crezcan en los próximos años y ese crecimiento demandará mayor consumo de energía. Si este incremento asociado al crecimiento de actividad se desarrolla incluyendo la mejora de eficiencia producto de la cogeneración, habrá una mejora significativa de la intensidad energética de estos sectores.

El análisis del crecimiento sectorial y su correspondiente impacto en los usos finales de energía y en las emisiones de GEI se desarrolló dentro del Capítulo de prospectiva del Plan Nacional de Eficiencia Energética (PlaNEEAR)⁶. En el mismo pueden verse las proyecciones para el escenario base (manteniendo una participación de cogeneración similar a la actual) y dos escenarios alternativos, uno más conservador y otro más optimista, con una penetración de la cogeneración moderada y más significativa, respectivamente.

3.4 Identificación de empresas proveedoras de equipamiento

Como parte del desarrollo de la consultoría, se realizó una identificación de proveedores de tecnologías de cogeneración. La cogeneración no implica un equipo en sí mismo, sino una serie de equipamiento dependiendo del tipo de tecnología seleccionada. A modo de referencia, se informan a continuación los principales proveedores presentes en el país y en la región.

Marca	Tipos de tecnología	Presencia en Argentina / Latinoamérica	Sitio web
Caterpillar	Motores reciprocantes	En toda la región.	https://www.cat.com/es_MX.html
Cummins	Motores reciprocantes	En toda la región.	https://cumminsengines.com/natural-gas-engines
Hyundai	Motores reciprocantes	En algunos países de la región, en Argentina no.	http://www.hyundai-engine.com/

⁵ Tomando como referencia un factor de emisión de GN de 0.178 kgCO_{2eq}/kWh (IPCC 2006). No se incluyen en el cálculo las emisiones de GEI evitadas por la disminución de pérdidas técnicas en el sistema eléctrico debido a que las mismas no son iguales en todo el territorio nacional, así como tampoco las emisiones asociadas a la producción local de gas natural, su transporte y distribución. La metodología de cálculo se detalla en el apartado 4.2 del Producto III.

⁶ Desarrollado por Fundación Bariloche de manera articulada con el presente estudio.



Jenbacher	Motores reciprocantes	En toda la región a través de GE	https://www.gepower.com/gas/reciprocating-engines
Man	Motores reciprocantes Ciclos de vapor	En algunos países de la región, en Argentina no.	https://www.engines.man.eu/global/en/index.html
Wartsila	Motores reciprocantes	En toda la región.	https://www.wartsila.com/energy/solutions/gas-power-plants
Waukesha	Motores reciprocantes	En toda la región a través de GE	https://www.gepower.com/gas/reciprocating-engines
Capstone	MicroTurbinas a gas	En toda la región.	https://www.capstoneturbine.com/
Kawasaki	Turbinas a gas	En algunos países de la región, en Argentina no.	https://global.kawasaki.com/en/energy/
General Electric	Turbinas a gas Ciclos de vapor	En toda la región.	https://www.ge.com/power
Opra	Turbinas a gas	En toda la region, a través de representante regional	http://www.opraturbines.com/en/
Siemens	Turbinas a gas Ciclos de vapor	En toda la región.	https://www.siemens.com/global/en/home/products/energy.html
Solar	Turbinas a gas	En toda la región.	https://www.solarturbines.com/en_US/index.html
Buffalo	Ciclos de vapor	En algunos países de la región, en Argentina no.	http://buffaloturbines.com/
Dresser-Rand	Ciclos de vapor	En toda la región. A través de Siemens Energy	http://www.dresser-rand.com/
TGM (WEG group)	Ciclos de vapor	En algunos países de la región, desde oficina en Brasil.	http://www.grupotgm.com.br/en/
Turbimaq	Ciclos de vapor	En toda la región, desde oficina en Brasil.	http://www.turbimaq.com.br/
Broad	Chillers de absorción	En algunos países de la región, en Argentina no.	http://www.broadusa.net/en/
Shuangliang	Chillers de absorción	En algunos países de la región, en Argentina no.	http://www.shuangliang.com/en/product/class/
Thermax	Chillers de absorción	En algunos países de la región, en Argentina no.	http://www.thermaxglobal.com/

Tabla 5– Listado de proveedores de equipos para cogeneración

FUENTE: Elaboración propia en base a estudio “Análisis comparativo del marco regulatorio y comercial para sistemas de cogeneración en América Latina y el Caribe” (Álvarez, 2018)

3.5 Antecedentes regulatorios internacionales

La regulación de la cogeneración tiene como punto relevante el análisis de los rendimientos globales de los sistemas de cogeneración. En los diseños regulatorios se combinan con prioridades de despacho, mecanismos de valorización de combustibles y, en algunas regulaciones, de formación o reconocimiento de precio, junto con promociones en las tarifas de transporte.

La regulación de la cogeneración se desarrolló inicialmente como un incentivo al abastecimiento y luego ha variado el objetivo hacia la optimización en el aprovechamiento de fuentes (eficiencia energética). En esta segunda dirección, varias regulaciones consideran que la cogeneración es imprescindible para dotar de visión y protagonismo a la industria y al gas en la transición energética, ya que, junto con las nucleares, las posicionan como oferta de base que dan confiabilidad a las renovables, en especial, en escalas intermedias inyectando en las redes de distribución.

En el Producto III se analizan las regulaciones de distintos países del mundo, considerando los mecanismos de evaluación de la eficiencia empleados, los sistemas de medición, los procesos de otorgamiento de permisos administrativos para que la máquina tenga acceso a los Sistema



Eléctrico, las herramientas para facilitar la inyección de energía eléctrica a la red y los incentivos económicos relacionados con el costo medio total y plazos de repago de las inversiones.

La Tabla siguiente muestra las principales herramientas de la regulación identificadas y su pertinencia para el MEM.

Herramientas de regulación		
Tipo	Concepto	Adecuada para el MEM
Regulatorias	Despacho prioritario	Si
	Reconocimiento ecuación por AEP	Si
	Segmentación por rubro	Si
	Segmentación por potencia	Si
	Reconocimiento costo combustibles	Si
	Potencia media	Si
	Reconocimiento de costos de acceso al Sistema Interconectado - SADI	Si
	PAFTT - costo "socializado" de salida	Si
	Modelo de negocios	<i>Feed in Tariff.</i>
Certificados de origen/garantías		No
Contratos en MAT		Si
<i>Net metering</i>		si
Ventas OTF		si
Otras fiscales	Amortización acelerada	si
	Devolución de IVA	si
	Exenciones aduaneras	si
	Tasas promocionales	si

Tabla 6– Resumen de las herramientas de regulación relevadas y su pertinencia para el MEM

3.6 Incentivos económico-financieros

En el marco del desarrollo de la propuesta regulatoria (Producto IV), se analizaron distintos mecanismos para dar respuestas a las barreras económico-financieras identificadas. A continuación se exponen brevemente las principales propuestas.

En cuanto a beneficios fiscales, en Argentina la Resoluciones N° 37/06 y su modificatoria N° 704/2006 del Ministerio de Economía y Producción dispone la calificación de Infraestructura Crítica a toda obra cuyo objetivo principal promueva la realización de actividades productivas y sea ejecutada por empresas o concesionarias de servicios públicos o se trate de la generación, el transporte y la distribución de energía eléctrica, permitiendo a los beneficiarios acceso a beneficios fiscales establecidos en la Ley N° 25.924, esencialmente para inversiones de capital: devolución de IVA anticipada y amortización acelerada de ganancias. Se propone contemplar en este marco a la cogeneración nueva y a las inversiones en mejoramiento de eficiencia de cogeneración existente vinculada al MEM.

A su vez, la autoridad económica puede contemplar la posibilidad de bajar la carga tributaria a la importación de determinada nomenclatura aduanera del equipamiento de cogeneración, partes o piezas determinadas.



Con el objetivo de contrarrestar los efectos de la volatilidad del tipo de cambio, se recomienda considerar la posibilidad de contar con un seguro de cambio o spread diferencial en el Banco de la Nación Argentina (BNA). Se propone que aquella infraestructura crítica cuente con el beneficio en el BNA de acceso al mercado de cambio con menos spread entre lo que liquida CAMMESA y el de mercado, o tenga una bonificación de la mitad del spread cuando se requiera remesar capital en virtud de un contrato de EPC o cualquiera de sus partes hacia el exterior.

Entre las barreras identificadas se encuentra que el financiamiento para la incorporación tecnologías de cogeneración incorpora tasas altas. Se propone considerar, en coordinación con el BNA y/o el BICE, la incorporación de mecanismos de financiamiento para proyectos de cogeneración que conlleven bonificación de tasas sobre las del mercado local o sobre las obtenidas por los proyectos.

Por otra parte, en el año 2019 se presentó en el Senado de la Nación el Proyecto de Ley de Eficiencia Energética en Argentina, elaborado por la Secretaría de Energía de la Nación. Dentro de este proyecto se incluyen conceptos vinculados con la cogeneración eficiente, se prevé la creación de un plan de fomento para su aprovechamiento, la implementación de un marco regulatorio apropiado para su desarrollo, y el fomento a la creación y desarrollo de nuevas Empresas Proveedoras de Servicios Energéticos que puedan llevar adelante estos proyectos.

El Proyecto de Ley, contempla la estructuración de una Cuenta de Desarrollo de Eficiencia Energética dentro del Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida (FODIS). Se prevé que esta cuenta esté destinada a la implementación de proyectos y/o medidas de eficiencia energética en el sector público y privado mediante el otorgamiento de facilidades a través de préstamos, bonificación o subsidio de tasas, financiamiento de actividades de difusión, capacitación, investigación y desarrollo, y otorgamiento de avales y garantías para respaldar proyectos, entre otros.

Asimismo, y relacionada con la sinergia que las diferentes actividades industriales pueden lograr, los beneficios normativamente establecidos para los Parques Industriales podrían coadyuvar a la radicación de cogeneración en los mismos, siempre que se permita regulatoriamente promover soluciones de abastecimiento in situ.

3.7 Propuesta de regulación a nivel nacional

La propuesta regulatoria realizada en el marco de este trabajo busca incentivar en el país la penetración de la “Cogeneración Eficiente”, su implementación implica un trabajo interinstitucional que incluye a entes y organismos nacionales, provinciales y municipales.

En esta sección se presentan las medidas que componen la propuesta. En su gran mayoría se vinculan con la adecuación del marco regulatorio del sector eléctrico, por lo que sería CAMMESA, bajo instrucción de la SEN, quien debiera implementar las modificaciones sugeridas.

Sin embargo, como gran parte de los cogeneradores despachan a través de sistemas de distribución y estos sistemas se encuentra bajo jurisdicción provincial, existen aspectos para los cuales será necesario trabajar consensos con los reguladores provinciales con el objetivo de, a largo plazo, crear un esquema de regulación consolidado a nivel Nacional.

Tanto para la regulación nacional como para la provincial, será necesario establecer revisiones periódicas que permitan tomar medidas para asegurar una correcta correlación a lo largo del tiempo entre la regulación y los objetivos del programa de promoción. Esta revisión deberá ser llevada a cabo en el ámbito del Comité normativo y técnico de la mesa de trabajo de cogeneración.

La propuesta regulatoria contempla medidas con impacto a corto plazo (2025) y mediano plazo (2030). Para el corto plazo se proponen medidas sobre el esquema actual del MEM, mientras que en el mediano plazo se proponen medidas suponiendo la vuelta a un esquema de precios spot. A continuación, se resumen las principales medidas regulatorias incluidas en cada escenario.



Se podrán consultar los detalles de cada instrumento propuesto en el documento correspondiente al Producto IV.

3.7.1 Escenario Actual (Corto Plazo)

1. Elaborar Guía de cálculos y procedimientos vinculados a los sistemas de cogeneración.

Se deberá incorporar a la regulación el procedimiento para el cálculo de la eficiencia, que se medirá como el ahorro de energía primaria porcentual respecto de la alternativa sin cogeneración, según tecnología y combustible utilizado (incluyendo productos biomásicos).

Se deberán definir las condiciones y el tiempo de operación necesario para la certificación de la eficiencia. Se deberá incluir también el procedimiento para calcular el combustible que se considerará asociado al proceso de cogeneración. A su vez, se deberán establecer instancias de revisión periódica de la eficiencia certificada por los cogeneradores, recomendando una frecuencia anual dada la variabilidad de la eficiencia en función de las condiciones climáticas y de otro tipo. Estas revisiones podrían instrumentarse mediante declaración jurada, factible de fiscalización por la autoridad de aplicación correspondiente.

Se recomienda incluir dentro de la Guía los criterios para calificar a un sistema como “Cogeneración Eficiente” según se trate de una máquina nueva o existente, y de acuerdo a su potencia.

Los nuevos criterios para la obtención de permisos de acceso al MEM por parte de los cogeneradores también deberán ser incluidos en las guías. Deberá incluirse en las solicitudes de ingreso al MEM el análisis de eficiencia del proceso de cogeneración, y en los casos de nuevas instalaciones se deberán prever verificaciones posteriores sobre lo declarado.

2. Establecer prioridad de despacho

Establecer prioridad de despacho para la “Cogeneración Eficiente”, manteniendo la obligación de realizar las declaraciones periódicas (semestrales, mensuales, semanales y diarias) al OED.

3. Habilitar contratos entre privados

Habilitar contratos entre privados donde el cogenerador pueda vender sus excedentes energéticos (energía y potencia) a cualquier tercero.

4. Habilitar contratos Over the Fence (OTF)

Para máquinas calificadas como “Cogeneración Eficiente”, habilitar contratos OTF, de modo que el proveedor de calor/energía eléctrica pueda vender en un radio determinado sus excedentes.

5. Habilitación de la comercialización de energía eléctrica y calor dentro de parques industriales.

Entre unidades de negocios de cualquier índole, esto puede ser entre dos o más compañías instaladas en un mismo parque industrial o entre el administrador del parque y las empresas del mismo. En caso de que el desarrollo sea de un distribuidor se propone que se le habilite “netear” del MEM y, de considerarlo la jurisdicción, pasar a tarifa de distribución el precio de ese contrato.

6. Fast-track técnico para máquinas de hasta 3 o 5 MW. (Opcional)

Se propone, opcionalmente, establecer que las máquinas de hasta 3 o 5 MW⁷ que se incorporen al SADI a través de los sistemas de distribución lo hagan mediante de un *fast-track* técnico común de admisión y medición de eficiencia.

7. Compra de energía del MEM

La regulación existente no permite a los cogeneradores la compra de energía eléctrica del MEM, lo que representa una fuerte restricción para los procesos productivos asociados a la cogeneración. Es por esto que se propone habilitar al cogenerador para compras de energía eléctrica del

⁷ Se da la alternativa de 3 MW porque muchas legislaciones ambientales provinciales ya consideran un *fast-track* para la aprobación de las Evaluaciones de Impacto Ambiental de máquinas < a 3 MW. De ese modo se unificarían criterios normativos.



MEM, para que los procesos productivos puedan seguir operando frente a una salida de servicio de la cogeneración. Dicha salida podría ser planificada (por ejemplo, para una parada de mantenimiento) o bien eventual. En ambos casos el cogenerador deberá dar aviso al Organismo Encargado del Despacho (OED), tanto de la parada (en las mismas condiciones que lo hace el resto de los generadores), como de la electricidad que prevé consumir en el período en cuestión.

3.7.2 Escenario Esquema Marginalista (Mediano Plazo)

En este escenario, se proponen medidas suponiendo una vuelta al esquema de formación de precios spot dentro del MEM. La propuesta considera mantener habilitados los contratos OTF registrados ante el OED. Además:

1. Despacho

A diferencia del escenario anterior, se propone que la regulación le permita anualmente al cogenerador optar por la prioridad de despacho o registrarse y calificar junto con el resto de la generación termoeléctrica.

2. Pago de potencia media anual

Se propone que se determine como incentivo el pago de la potencia media puesta a disposición del SADI en cada período de tiempo de modo que sea considerada como firme el promedio de las potencias medidas en el punto de medición de CAMMESA (SMEC) de las unidades de generación eléctrica. El cálculo debiere considerar tanto la energía suministrada al sistema eléctrico como la de autoconsumo (ya sea como electricidad o su equivalente en trabajo mecánico).

3. Net metering

Permitir a los cogeneradores utilizar un esquema de net metering entre lo que entregan al MEM y lo que toman de la red, valorizando su propia energía al precio que el MEM toma la suya.

4. Retroversión de PAFTT (Prestación Adicional de la Función Técnica de Transporte)

Se propone incorporar regulación “retroversiva” que compense los cargos que los agentes distribuidores aplican o pudieran aplicar sobre los cogeneradores en concepto de PAFTT.

5. Beneficios para incentivar la comercialización de energía y calor dentro de los parques industriales

Se propone estudiar la incorporación de beneficios adicionales para fomentar la penetración de la cogeneración y el intercambio de excedentes energéticos dentro de parques industriales.

6. Modificar regulación sobre abastecimiento de combustible

Establecer un criterio unificado para que las unidades calificadas como cogeneración eficiente reciban el combustible requerido, en virtud de su CVP a precio “gas de usina”, aun cuando tengan acceso a contratos. Y que ante escenarios de restricciones de gas natural el OED pueda proveer todo el volumen requerido para el proceso de cogeneración,

En resumen, para toda unidad que califica como Cogeneración Eficiente:

a.- Disponibilidad de combustible -Gas Natural-: se garantizará el suministro en firme de los volúmenes requeridos por el cogenerador siempre y cuando éstos sean menores o iguales al volumen relacionado con la eficiencia energética que surge de la calificación.

El cogenerador deberá declarar anualmente, con carácter de declaración jurada, las necesidades de GN para su proceso integral.

b.- Precio de combustible: El precio del combustible reconocido al cogenerador será el precio “gas de usina” por la energía eléctrica generada/operada en el MEM, calculado en base al rendimiento medio del parque térmico del MEM. Esto se debe a que CAMMESA solo está autorizado, por su objeto social, a comprar energía por cuenta y orden del MEM; es por esto que el precio “gas de usina” solo se aplica a la energía eléctrica inyectada al sistema.



Si por cualquier causa, el cogenerador dispusiera de un contrato a precio mayor, transitoria o estacionalmente, podrá solicitar al OED la aplicación del mecanismo descrito en el párrafo anterior.

En todos los casos la regulación eléctrica debería tener registro de los contratos de GN de los cogeneradores.

3.8 Hoja de Ruta de Implementación

A lo largo de las actividades de análisis realizadas, se relevaron las principales barreras que dificultan una mayor penetración de la cogeneración en la Argentina y se analizaron distintas alternativas para contrarrestarlas.

En conjunto con las medidas regulatorias, en esta sección se proponen medidas que permitan institucionalizar la temática, impulsar herramientas de difusión, fortalecer las capacidades locales en el tema e instrumentar incentivos económico-financieros.

La implementación de estas medidas requiere de una coordinación interinstitucional liderada por la SEN en estrecho vínculo con los actores provinciales. Con el fin de ordenar la implementación de medidas en el tiempo, se describen a continuación las medidas a implementar a corto (2021-2025), mediano (2025-2030) y largo plazo (2030-2040).

Por último, en la tabla 9 se resumen las medidas consideradas para los tres escenarios teniendo en cuenta aspectos institucionales, regulatorios, financieros, de información, fortalecimiento de capacidades, y monitoreo y evaluación.

3.8.1 Corto Plazo

En el corto plazo, se propone institucionalizar el tema mediante la conformación de una mesa de trabajo de cogeneración, en el ámbito de la SEN. A partir de esto, se deberá redefinir a la cogeneración dentro del MEM de forma de que se valore, a la hora de evaluar la eficiencia de generación, tanto la producción de energía eléctrica como de energía térmica. Se proponen también medidas de difusión y capacitación y facilidades regulatorias adicionales para dar viabilidad económica a los proyectos en el esquema actual del MEM.

Medidas:

a) Constitución de la mesa de trabajo de cogeneración en el ámbito de la SEN.

Se propone designar la tarea de coordinar las medidas para el fomento de la cogeneración a un área dentro de la Secretaría de Energía de la Nación (SEN) vinculada, preferentemente, con la promoción de políticas y programas de eficiencia energética, pero en estrecha vinculación con el área de energía eléctrica y de combustibles.

Desde la SEN se deberá crear una mesa de trabajo de cogeneración que nucleee a los principales actores e instituciones intervinientes en todas las etapas de desarrollo de la cogeneración, asegurando una representación federal. Dentro de las actividades de la mesa de trabajo se prevé la revisión periódica del marco regulatorio, la conformación de un espacio de vinculación entre la oferta y la demanda de servicios de cogeneración, y el desarrollo de líneas de financiamiento y actividades para el fortalecimiento de capacidades.

Teniendo en cuenta estos objetivos, se propone crear 3 grupos de trabajo que traten de forma particular cada actividad:

- Comité normativo y técnico
- Grupo de trabajo para el estudio de incentivos fiscales y financiamiento
- Grupo de trabajo para la generación y fortalecimiento de capacidades locales

b) Desarrollo de iniciativas y material de difusión sobre los beneficios y las características de las tecnologías de cogeneración.



Se recomienda desarrollar material de referencia que permita a los sectores involucrados conocer las características principales de la cogeneración, sus beneficios, la tecnología empleada y la disponibilidad de servicios y proveedores en el país. El material desarrollado deberá incluir casos de éxito de industrias locales, destacando el impacto de los proyectos en términos de ahorro energético, seguridad de suministro y aumento de la competitividad industrial. El material deberá destinarse principalmente a industrias de los sectores priorizados, a decisores gubernamentales y a instituciones financieras.

A su vez, se propone crear espacios de intercambio que convoquen tanto a representantes de las industrias como a proveedores de servicios y tecnología.

c) Diseño y elaboración del Sistema de Información de Cogeneración.

En el marco de la mesa de trabajo se propone crear un sistema de información de cogeneración, donde se identifiquen las instalaciones que se encuentren actualmente operando y el potencial de expansión existente. Se espera poder contar con información que permita diagnosticar y realizar un seguimiento del estado de la cogeneración en país, para luego ajustar los instrumentos de promoción a las necesidades que se detecten.

d) Priorización de sectores industriales y elaboración de plan de trabajo sectorial.

De acuerdo al análisis realizado, se identificó que el potencial de cogeneración en el país se concentra mayormente en los siguientes sectores industriales:

- Pulpa y papel
- Aceites varios (y Harina de soja)
- Petroquímica
- Hierro y Acero
- Cemento
- Agroindustria (mediante la revalorización de residuos biomásicos)

Se propone realizar un relevamiento de la situación actual y luego establecer un plan de trabajo para la promoción de la cogeneración específico para cada uno de estos sectores, con la colaboración de cámaras industriales y grandes industrias.

e) Desarrollo de programas de generación de capacidades dirigido a reguladores, operadores del MEM, proveedores de tecnología y actores de sectores industriales priorizados.

Uno de los objetivos de la mesa de trabajo será promover actividades que permitan fortalecer capacidades locales para la promoción, el diseño y la ejecución de proyectos de cogeneración. Esta tarea deberá centrarse en tres ejes: capacitar en el tema a decisores gubernamentales e instituciones públicas locales; y fortalecer las capacidades locales para la evaluación, el diseño y la ejecución de proyectos dentro del sector privado.

f) Desarrollo e incorporación de la Guía de cálculos y procedimientos de cogeneración dentro de los procedimientos de CAMMESA.

La Guía debe ser elaborada por CAMMESA, bajo instrucción de la SEN. Deben preverse revisiones periódicas de la misma por parte del Comité normativo y técnico de la mesa de trabajo de cogeneración.

g) Implementación de las medidas regulatorias proyectadas en el escenario actual (punto 3.7.1 de este informe)

h) Estudiar posibles instrumentos fiscales y aduaneros para la adquisición de tecnología asociada a la cogeneración.

Estudiar la factibilidad de implementar los instrumentos fiscales y aduaneros propuestos en la sección 3.6 de este informe.

i) Diseñar indicadores de monitoreo para dar seguimiento a las distintas líneas de acción del programa de promoción y cuantificar el impacto de las medidas.



Se deberán definir indicadores por línea de acción que permitan monitorear el avance de las medidas e indicadores que cuantifiquen el impacto de las medidas en términos de ahorro de energía primaria y su consecuente reducción de emisiones de GEI. En una primera instancia, para un análisis global se proponen como indicadores el porcentaje de generación eléctrica por parte de sistemas de cogeneración con respecto al parque de generación termoeléctrica y al parque de generación eléctrica total. En cuanto se disponga de las declaraciones de eficiencia de las instalaciones de cogeneración existentes, se podrá calcular también el ahorro de energía primaria como resultado de su operación.

3.8.2 Mediano Plazo

A mediano plazo, la propuesta normativa considera la vuelta a un esquema marginalista dentro del MEM, por lo que se proponen nuevas alternativas regulatorias. Al mismo tiempo, se deberá consolidar el Sistema de Información de forma que permita dar seguimiento al nivel de penetración de la cogeneración en el país. Por otra parte, se deberán profundizar y sistematizar las actividades de difusión y capacitación.

Medidas:

- a) Implementación de medidas regulatorias proyectadas en el escenario que supone la vuelta a un esquema marginalista (punto 3.7.2)**
- b) Ejecutar estrategias de recolección y actualización periódica de información.**
- c) Vincular al sector académico en las actividades de capacitación.**
- d) Establecer instancias de revisión de la normativa vigente.**
- e) Fortalecer el trabajo con los actores provinciales en busca de lograr la unificación de criterios regulatorios.**

3.8.3 Largo Plazo

Manteniendo los incentivos dados por la regulación, se propone instrumentar beneficios económico-financieros que viabilicen los proyectos de cogeneración, especialmente aquellos de pequeña escala.

En este punto se requerirá reglamentar instrumentos fiscales y aduaneros, y establecer los requisitos a cumplir por los proyectos para acceder a los beneficios. Estos mecanismos deberán instrumentarse por medio de alguna regulación de la autoridad competente, dependiendo el caso (CAMMESA, Secretaría de Energía, AFIP, Banco Central, etc.).

Por otra parte, será importante coordinar con entidades financieras mecanismos de financiamiento específicos.

En caso de que se implemente la Cuenta de Desarrollo de Eficiencia Energética dentro del FODIS, contemplada en el marco del Proyecto de Ley de Eficiencia Energética, se recomienda priorizar los fondos para la formación de capacidades con el objetivo de facilitar la penetración de la cogeneración y unificar la regulación a nivel nacional.

Por otra parte, se propone establecer un plan de investigación y desarrollo en conjunto con el sector académico, priorizando el aprovechamiento de residuos biomásicos disponibles en distintas regiones del país.

Medidas:

- a) Instrumentar beneficios fiscales y aduaneros.**
- b) Disponibilidad de líneas de financiamiento y acceso a bonificación de tasas.**
- c) Priorizar financiamiento de actividades de formación de capacidades en caso de que se instrumente la Cuenta de Desarrollo de Eficiencia Energética.**
- d) Desarrollar un plan de investigación y desarrollo en conjunto con el sector académico.**



3.8.4 Remoción de Barreras

En relación a las barreras identificadas en la Tabla 1, se presentan en esta sección los actores y acciones vinculadas a cada una de ellas teniendo en cuenta las medidas propuestas (Tabla 7) y en resumen de cómo quedaría el mapa de barreras identificadas una vez implementadas las medidas propuestas en la Hoja de Ruta (Tabla 8).

Acciones y Actores						
Alcance			Corto Plazo	Mediano Plazo	Largo Plazo	Actores
Esfera	Área de acción	Aspecto a abordar	Acciones			
Institucional	Nacional	Institucionalización de la Cogeneración	Conformar la mesa de trabajo de cogeneración en el ámbito de la SEN	Fortalecer la participación de actores institucionales y del sector privado	Fortalecer la participación de actores del sector académico y de entidades financieras	SEN/ Pcias/Sector privado
	Nacional	Difusión y Desarrollo de Capacidades	Desarrollo de estrategia y plan de trabajo de capacitación y difusión	Sistematización de actividades en conjunto con el sector académico		Mesa de Trabajo de Cogeneración
	Nacional	Información	Diseño y elaboración del Sistema de Información de Cogeneración	Ejecutar estrategias de recolección y actualización periódica de información		SEN
	Nacional	Monitoreo y Evaluación	Diseño de indicadores de seguimiento de líneas de acción	Seguimiento y revisión de indicadores		SEN
	Articulación Nación/pcias	PAFTT	acordar paftt solo p/demandantes	acordar criterios cálculo paftt cogeneración	señal costos evitados	SEN/ Pcias
	Provincias	PAFTT	-----	impulsar standards para despacho dentro redes de distribución	standards paftt para cogeneración: costes evitados. Valorización	Regulaciones provinciales
	Provincias	Expansiones para el acceso	-----	reconocimiento MEM del costo (a la demanda - acuerdo pcias. también PAFTT)		Regulaciones provinciales
	Provincias	Potencia bajo 1 MW (fuera del MEM)	-----	definir regulación de condiciones de acceso. Promoción regulación pcial.		Regulaciones provinciales
Regulatoria MEM	Despacho de cargas	declaracion rendimiento	Definición de Cogeneración Eficiente en base al umbral de AEP (>10% o valor a determinar por autoridad comptente)			SEN/ Pcias
		despacho por la base	despacho prioritario	despacho prioritario o ranking x CVP		SEN / CAMMESA
	Combustible	volumen	declaración prioridad y suministro en firme del volumen total requerido			ENARGAS
		precio	compra CAMMESA a precio "gas de usina" para proporcion de generación eléctrica	compra cogenerador	compra cogenerador	CAMMESA / cogenerador
	Mercado	MAT	autocontratación y MAT entre privados, despacho por base		Mercados regionales o locales: dentro de sist. de distrbución:debajo de 1 MW	SEN
		Acceso	diseño de fast track para pequeñas unidades, accesos/ pequeñas ampliaciones y agente MEM			SEN
Fiscal /promocional	Para eficientizar procesos existentes	MAT y contratos de EPC	promocion imp a los sellos , IIBB promociondos para nueva capacidad (sobre maxima despachada , siempre que exista ampliación).	estudio internalización de beneficios ambientales para toda la generación	internalización de eternalidades en el MEM	Nación - AFIP- Pcias-
	nuevos proyectos	MAT y Contratos EPC	promocion imp a los sellos , IIBB promociondos para nueva capacidad (sobre maxima despachada , siempre que exista ampliación).			Nación - AFIP- Pcias
	Parques Industriales	promoción localización	Habilitación servicios extra MEM dentro de parques industriales autorizados			MDP- Nación /industria)/AFIP
		ventas intra parque	Habilitación mercado intra parques industriales entre privados sin pasar por el MEM, independientemente de la potencia			SEN

Tabla 7– Acciones y actores para la remoción de barreras



Tipo de barrera		Valoración			Escenario		
Restricción principal	Aspecto	Alta / Muy Alta	Media	Baja / Muy Baja	Corto Plazo	Mediano Plazo	Largo Plazo
Valorización de energía	declaración rendimiento				si	si	si
	CVP /despacho				si	si	si
	precio operativo/spot				no	si	si
	prohibición contratar				si	si	si
FTT	costos peajes y criterios				no	si	si
Inversiones	project-finance/ instrumentos				si	si	si
	tasa				no	no	no
	mercado de cambios				no	no	si
Valorización de potencia					no	si	si
Restricciones de acceso al sistema de					no	no	si
Visibilización tecnología					si	si	si
Disponibilidad materia prima GN					si	si	si
Disponibilidad materia prima biomasa					si	si	si
Capacity building regulatorio	autoridades regulatorias				si	si	si
Capacity building operativo	CAMMESA - distribuidores				si	si	si
Doble regulación					no	no	si
Complejidad de info MEM					si	si	si
Tramites de acceso					no	si	si
Tecnologías					si	si	si
Doble gestión ambiental					no	si	si
Ordenamiento territorial					no	no	no
Parques industriales					no	si	si

Tabla 8– Remoción de barreras con las medidas propuestas

En la tabla anterior se ve claramente cómo se van removiendo en los distintos escenarios de tiempo las barreras identificadas en la situación actual, producto de aplicar las medidas propuestas. Como se puede notar, en el escenario de largo plazo las únicas dos barreras que quedan sin remover con las relativas a la tasa de repago de las inversiones y al ordenamiento territorial, ambas dependientes de otras condiciones de contexto y otros actores. Sin embargo, ambas barreras se pueden reducir a través de la mesa de trabajo propuesta, con una adecuada articulación con los actores correspondientes.

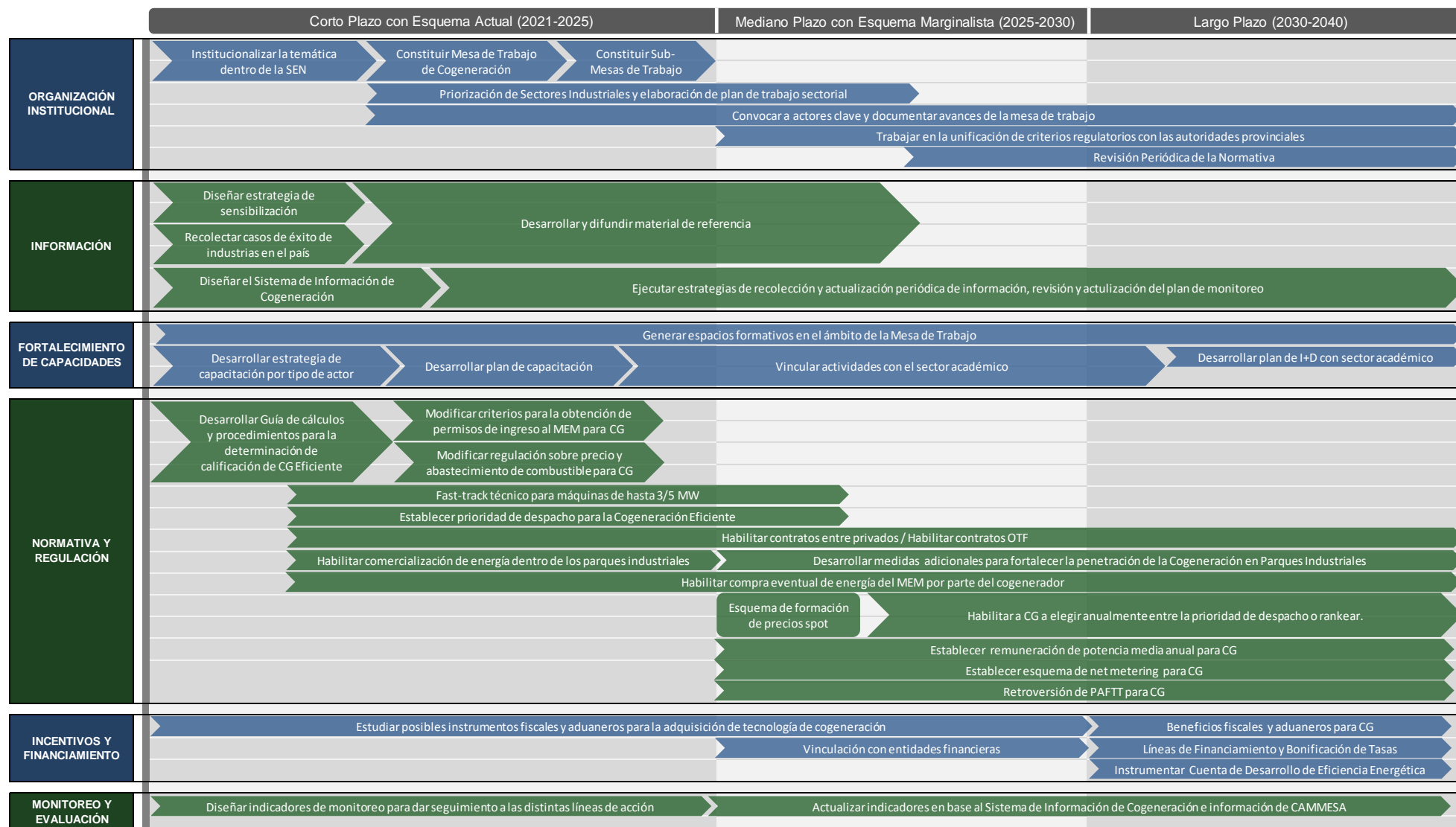


Tabla 9 - HOJA DE RUTA PARA EL FOMENTO DE LA COGENERACIÓN EN ARGENTINA



**EFICIENCIA
ENERGÉTICA**
EN ARGENTINA

eficienciaenergetica.net.ar
info@eficienciaenergetica.net.ar

Proyecto financiado por
la Unión Europea

