

El modelo energético en la Argentina: un debate urgente ligado al modelo productivo

- El capítulo energético en las cuentas fiscales y el rol de los subsidios
- El reciente proyecto de promoción de inversión hidrocarburíferas
- Lineamientos para un nuevo modelo energético soberano

Autor:

Gustavo Lahoud

Equipo de discusión:

Claudio Lozano
Gustavo Lahoud

Coordinación:

Ana Rameri



Índice

- I. Introducción (pág. 3)
- II. Las principales tendencias en el gasto corriente en energía (pág. 3)
- III. Aspectos vinculados a energías renovables, gasto tributario y gastos de capital (pág. 9)
- IV. Proyecto de promoción de inversiones hidrocarburíferas. Ejes centrales (pág. 11)
- V. Hacia un nuevo proyecto energético nacional: soberanía y diversificación (pág. 17)

I- Introducción.

Este documento persigue el objetivo central de describir los aspectos relevantes de la función energía, combustibles y minería, dentro de la función servicios económicos presentada por el Ministerio de Economía de la Nación en el marco del proyecto de Presupuesto 2022.

En tal sentido, se describen y analizan los principales componentes del gasto en subsidios energéticos, con un detalle de las partidas que resultan relevantes y que generalmente forman parte del centro de los análisis económicos.

Simultáneamente, se pone la lupa sobre los gastos de capital previstos en el Presupuesto 2022 en diversas áreas de la política energética, aspecto que muchas veces queda velado ante la prioridad que se le asigna a los denominados subsidios energéticos en las partidas de gastos corrientes en esta función económica fundamental para el Estado nacional.

Luego, abordaremos brevemente el proyecto de promoción de inversiones hidrocarburíferas que ha sido presentado en simultáneo con el proyecto de Presupuesto 2022, con el objetivo de desplegar uno de los ejes centrales que está detrás de la política energética de la Administración Fernández, que descansa sobre la factibilidad futura de poner en marcha un esquema de inversiones crecientes en los yacimientos hidrocarburíferos argentinos, con especial preeminencia de los campos de hidrocarburos no convencionales y con un sesgo claramente exportador.

Se estima relevante incorporar esta lectura, ya que la génesis del referido proyecto está en línea con un enfoque predominante en el presupuesto, que parte de la relevancia crítica de la restricción externa, para lo cual resultaría viable encarar una estrategia productiva con sesgo exportador a los efectos de contribuir a paliar esta restricción desde el ángulo de la política energética. Ello es consistente, a su vez, con un enfoque del gasto corriente en la función energía que tiene como uno de sus pilares el sostenimiento de incentivos a la oferta excedente de gas natural, insumo clave en la coyuntura actual del sistema energético nacional.

Por cierto, es importante señalar que el Ministro de Economía, Martín Guzmán, ha orientado declaraciones en la perspectiva de fortalecer el denominado Plan Gas 4- lanzado en noviembre de 2020-, como única herramienta utilizada en este esquema de planeamiento en el subsector hidrocarburífero, al tiempo que caduca la vigencia de un plan promocional anterior- lanzado bajo la Administración Macri a través de la Resolución 46/2017- que preveía incentivos tope entre 2018 y 2021 por valores que oscilaban entre los USD 7,5 y USD 6 por millón de BTU.

Por último, en el cierre del documento, se proponen líneas de acción indicativas hacia una reforma integral del sistema energético que resulta imprescindible discutir abiertamente en el seno de nuestra comunidad, ya que el horizonte en el que se realiza la concepción teórico-práctica de la política energética resulta ser un fuerte condicionante para el enfoque integral del aparato productivo nacional y, en definitiva, para el conjunto de las necesidades de nuestra comunidad en materia de disponibilidad y acceso a la energía.

II- Las principales tendencias en el gasto corriente en energía.

Uno de los primeros aspectos que resulta relevante abordar, es la evolución de los subsidios energéticos, dentro de la dinámica de subsidios económicos, en el primer semestre de 2021, contrastado con igual período de 2020.

En efecto, dentro de los subsidios económicos, los destinados a cubrir distintos conceptos de la política energética, concentran alrededor del 80% del total.

La dinámica de crecimiento acumulado de los subsidios energéticos registra los siguientes aspectos relevantes:

- 1- Los recursos del Tesoro destinados a gastos corrientes aumentaron 115,7% en el acumulado a junio de 2021 respecto a igual período del año anterior. El aumento nominal es de \$252.888, sumando un total de \$471.410 en el primer semestre de 2021. En dólares según cotización oficial mayorista, representan USD 5,162 acumulados en el primer semestre de 2021.
- 2- En el desagregado de los subsidios energéticos, la ejecución presupuestaria más importante a junio de 2021, corresponde a CAMESA (\$304.897 o USD 3.338), lo que significó un incremento de 100.5% i.a. y representó el 73% de las transferencias realizadas. La diferencia nominal en el primer semestre de 2021, representó \$152.836 adicionales comparado con el mismo período de 2020.
- 3- La segunda fuente de destino presupuestario es IEASA (ex ENARSA), que recibió \$93.773 en el primer semestre de 2021, lo que representa 179,7% más que lo devengado en el primer semestre de 2020. La diferencia nominal en el primer semestre de 2021, representó \$60.247 adicionales comparado con el mismo período de 2020.
- 4- La tercera fuente relevante es la cuenta del Plan Gas (Res. 46/17 ex MINEM), por la cual se devengaron \$49.582 en el primer semestre de 2021, con un incremento de 217,6% en relación al primer semestre de 2020. La diferencia nominal en el primer semestre de 2021, representó \$33.970 adicionales comparado con el mismo período de 2020.
- 5- Los subsidios a la oferta total de gas sumaron \$149.000 millones en el primer semestre de 2021, lo que representa USD 1.570 millones, un impactante 195% de incremento comparado con el mismo período de 2020. Aquí debe desagregarse el componente destinado, muy probablemente, a la cobertura de los nuevos subsidios a la oferta establecidos a través del denominado Plan Gas Argentino- o Plan Gas 4- en el marco del Decreto 892/2020.
- 6- En lo que respecta a las transferencias para gastos de capital en materia energética, la suma asciende a \$13.406 millones, lo que representa un incremento de 86,7% en relación al primer semestre de 2020. La diferencia nominal en el primer semestre de 2021, representó \$7.181 millones respecto de igual período de 2020. De ese total, las transferencias a IEASA son las fundamentales, y representan montos adicionales por \$5.397 millones, o un 95,4% más respecto del primer semestre de 2020.

A su vez, dentro de la función energía, combustibles y minería, el gasto previsto para el 2021 es de \$971.794, que representa 2,1% del PBI. Pero, según lo que las autoridades de economía presupuestaron para 2022, el monto destinado a la principal función dentro de los subsidios económicos, crece sólo 5% nominal- hasta \$1.024.718 millones-, pero, en términos reales, supone un ajuste de 0,6% del PBI, desde 2,1% a 1,5%. Este ajuste implica una baja de subsidios que podría ser compatible con aumentos tarifarios en los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural. Asimismo, la función energía, combustibles y minería, representa el 12,1% del Gasto Total proyectado para 2022 y se ubica en el tercer lugar entre las 29 funciones de gasto desplegadas en la programación estipulada.¹

En esa línea, si bien resulta incierto estimar porcentajes de ajustes posibles en las tarifas de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural, debe manifestarse que se ha puesto el foco en la posibilidad avanzar en procesos de segmentación tarifaria de la mano de una más eficiente canalización de los subsidios energéticos hacia los sectores sociales con menores ingresos. Más allá de ello, nuevamente hay muchas especulaciones y pocas precisiones, pero se advierte, una vez más, que no parece darse cabida a un enfoque integral de la problemática, que debería incorporar un minucioso monitoreo de costos operativos de las empresas eléctricas y gasíferas en sus distintos segmentos, de modo tal de tomar decisiones sobre un panorama mucho más claro en

¹ Proyecto de Presupuesto Nacional 2022. Un presupuesto para acordar con el FMI, YPYPP, octubre 2021.

perspectiva de la criticidad que la energía tiene para el conjunto de la comunidad nacional. Esta situación la hemos señalado repetidamente en nuestros informes y año a año reaparece una mirada sesgada sobre la problemática de los subsidios que no permite acceder a un balance más matizado, en el que puedan apreciarse no sólo las dinámicas variables de costos operativos, sino la concepción en conjunto de la economía política de la energía desde un enfoque oferta-demanda consistente.

Por su parte, dentro de las partidas destinados a subsidios energéticos, las transferencias a CAMMESA son, como siempre, las más significativas. En el presupuesto 2022 se destinan \$609.198 millones, 65% del total de los gastos previstos, a través del programa “Formulación y Ejecución de la Política de Energía Eléctrica”.² En buena medida, estas transferencias se destinan a la cobertura de los “costos” de generación de energía eléctrica que no son atendidos por las tarifas efectivamente abonadas por los usuarios del servicio eléctrico. En efecto, según la información oficial, para septiembre 2021, los usuarios cubren el 37% de los costos mayoristas a través del pago de las facturas. En este sentido, el ajuste propuesto por el Ministerio de Economía, supone que el 43% de los costos mayoristas sean cubiertos por los usuarios.³

En este escenario, la inflación y el movimiento del tipo de cambio, suman elementos restrictivos para el alza constante de los costos de operación, a lo que se suma el componente de mayor uso de combustibles líquidos en la operatoria de las centrales térmicas. Sin embargo, una de las aristas centrales de este proceso de formación de costos en el sector eléctrico- ligado al precio del gas natural como insumo crítico-, no suele ser enfocada adecuadamente a la hora de realizar los análisis integrales de la problemática de los subsidios. En efecto, el nuevo Plan Gas 4, lanzado en noviembre de 2020, implica precios por millón de btu que oscilan entre USD 3,70 y USD 3,90, al tiempo que para los meses de invierno, esos valores oscilan entre USD 4.70 y USD 4,75. Téngase en cuenta que, durante 2019 y 2020, las usinas termoeléctricas compraban el gas natural para la generación de energía eléctrica, a precios que han oscilado en los USD 2 a USD 2,2 por millón de btu. Estas “diferencias” en dólares, forman parte de la discusión que nunca se sincera adecuadamente, como se manifestó anteriormente. Junto con ello, poner el énfasis en el conocimiento de los costos de explotación de las empresas gasíferas en nuestro país, es una información sensible que no se conoce y sobre la que las autoridades de energía no trabajan consistentemente en orden a “sincerar” y “racionalizar” la gestión de los costos y, por ende, de los subsidios que finalmente el Estado debe solventar.

Precisamente, el gas natural-insumo crítico en la matriz energética nacional- resulta ser la piedra de toque de una parte significativa de la evolución de los costos operativos y, si bien resulta prioritario consolidar una oferta excedente a los efectos de disminuir el peso del componente importado dolarizado en la oferta total, es también fundamental componer un cuadro completo en el análisis, donde deben articularse la “racionalidad” de las políticas de incentivos dolarizadas a través del Plan Gas 4 en términos de costos de oportunidad, con la evolución de los costos de todos los segmentos de las empresas que componen el sistema energético. Este debate continúa pendiente en la Argentina. Y, nuevamente, el proyecto de Presupuesto 2022, omite una vía de salida para poner en marcha este imprescindible camino.

Por otro lado, la empresa IEASA (ex ENARSA), responsable por la gestión de las importaciones de combustibles líquidos y gas natural, tiene una asignación de recursos por \$348.120,8 millones para 2022. El 50 %, aproximadamente, corresponde a ingresos operativos por venta de combustibles. El 50% restante, está constituido por transferencias del tesoro Nacional para financiar erogaciones corrientes destinadas a solventar la diferencia entre el precio de importación del combustible y el precio de venta del mismo en el mercado interno, que representan \$179.569 millones (ver Cuadro 1). Es importante tener en cuenta que las transferencias del Tesoro destinadas a IEASA, constituyen la segunda partida relevante, con 19% del total. Respecto de los

² Idem 1.

³ Mensaje del Proyecto de Presupuesto 2022.

ingresos de capital, IEASA suma \$36.651,2 millones, que corresponden íntegramente a transferencias del Estado nacional para gastos en inversión real. Un dato significativo, es que la inversión real proyectada se incrementa un 37,5% respecto a 2021 en las áreas energéticas. Asimismo, IEASA proyecta un incremento de 12,6% en términos reales respecto a 2021.⁴

Por su parte, el programa “Formulación y Ejecución de Política de Hidrocarburos” proyecta \$113.878 millones para 2022 (12% del total de gastos corrientes previstos) que en buena medida se destinan a los subsidios a la oferta de gas natural. Para esos fines, se presupuestan \$82.235 millones, que es el 72% del total del programa (ver Cuadro 1). Asimismo, sobre ese monto, \$69.249 están previstos en el marco del nuevo programa de estímulos Plan Gas Argentino, lanzado en noviembre de 2020 a través del Decreto 892/2020. El monto restante, \$12.986 millones, se destina a pagos remanentes por el plan de estímulo a la producción de gas no convencional, conocida como Resolución 46/2017, instrumentada por el ex Ministro de Energía y Minería, Juan José Aranguren en la Administración Macri. Debe mencionarse que este programa de estímulos finaliza en 2021.

Dentro del programa vinculado a la política de hidrocarburos, se destinan \$31.643 millones para la cobertura de subsidios a la demanda de gas natural y de gas licuado de petróleo (GLP). Ese monto, corresponde al 28% restante del programa mencionado. En el desagregado de esas cifras, se destaca la cobertura brindada a las familias que no tienen acceso a gas natural y deben consumir garrafas de 10, 12 o 15 kilos. Ello se realiza través programa HOGAR en el marco de la Ley 26.020, al que se destinan \$20.195 millones (ver Cuadro 1). El resto, algo más de \$11.000 millones, se canalizan a empresas distribuidoras de gas natural por ayudas financieras previstas en la Resolución 508/2017 aún pendientes de pago y a las acciones destinadas a garantizar condiciones de abastecimiento de gas propano indiluido para redes de distribución, normado por el Decreto 934/2003 (ver Cuadro 1).

A su vez, otras áreas relevantes dentro de la función energía, es el Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumo Residencial de Gas, que durante 2021 incorporó la legislación denominada de Zonas Frías, que implicó la ampliación de rebajas tarifarias para los usuarios de gas natural en distintos puntos del país. En tal sentido, se destinan \$28.973 (Ver cuadro 1) para estas compensaciones tarifarias, que representan el 3% del total de los gastos corrientes. Asimismo, en lo que respecta a la cobertura de hogares de bajos recursos a través del Programa Hogar, se prevé pasar de 2.600.000 a 3.000.000 hogares beneficiados en 2022.

A modo de síntesis, debajo se describen las principales partidas que componen el gasto corriente en servicios económicos en la función energía previstas para 2022.

Cuadro 1. Subsidios Energía. Proyecto Presupuesto 2022. En millones de pesos.

⁴ Mensaje del Proyecto de Presupuesto 2022.

SUBSIDIOS ENERGETICOS - 2022	931.618		931.618
		Transf. al Sector Privado para Financiar Gastos Corrientes	723.506
		Transf. a Inst. Prov. y Mun. para Fin. Gastos Corrientes	8.348
		Transferencias a Otras Entidades del Sector Público Nacional	199.764
FORMULACIÓN Y EJECUCIÓN DE POLÍTICA DE HIDROCARBUROS	113.878		113.878
Subsidios a la Oferta de Gas Natural	82.235		82.235
Implementación del Plan Gas no Convencional Resolución MINEM Nº 46/2017	12.986	Transf. al Sector Privado para Financiar Gastos Corrientes	73.887
Estímulo a la Producción de Gas Natural (Nuevo Esquema 2020-2024)	69.249	Transf. a Inst. Prov. y Mun. para Fin. Gastos Corrientes	8.348
Subsidios a la Demanda de Gas Natural y GLP	31.643		31.643
Programa Hogares con Garrafas (Ley Nº 26.020)	20.195	Transf. al Sector Privado para Financiar Gastos Corrientes	11.448
Apoyo Financiero a Empresas Distribuidoras de Gas (Resolución Nº 508/2017 MINEM)	5.187	Transferencias a Otras Entidades del Sector Público Nacional	20.195
Acciones Destinadas a Garantizar Condiciones de Abastecimiento de Gas Propano Indiluido para Redes de Distribución (Decreto 934/2003)	6.261		
FORMULACION Y EJECUCION DE LA POLITICA DE ENERGIA ELECTRICA	609.198		609.198
Sustentabilidad del Mercado Eléctrico	609.198	Transf. al Sector Privado para Financiar Gastos Corrientes	609.198
ASISTENCIA FINANCIERA A EMPRESAS PUBLICAS Y OTROS ENTES DE LA	179.569		179.569
Integración Energética S.A. y otros.		Transferencias a Otras Entidades del Sector Público Nacional	179.569
Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas. Artículo 75-Ley Nº 25.565 y Ley Nº 27.637	28.973	Transf. al Sector Privado para Financiar Gastos Corrientes	28.973

Fuente: Proyecto de Presupuesto Nacional 2022, Ipypp.

A modo de balance preliminar.

El análisis integral realizado sobre las partidas de recursos destinados a cubrir los denominados subsidios energéticos para 2022, nos permite visualizar que son tres programas los que concentran buena parte de las erogaciones proyectadas, como ya se ha descrito. En efecto, los recursos destinados a Cammesa a través del Programa Formulación y Ejecución de la Política de Energía Eléctrica, los que se canalizan al pago de los subsidios a la oferta adicional de gas natural a través del Programa Formulación y Ejecución de Política de Hidrocarburos y los recursos que se destinan a empresas públicas y entes de la Secretaría de Energía a través del programa respectivo (en el que se destaca IEASA como principal receptora de fondos), concentran el 96% de los gastos proyectados (Ver Cuadro 1).

Por su parte, del análisis del Presupuesto Abierto, que nos permite monitorear la evolución cotidiana de la ejecución presupuestaria, se desprende que hay dos partidas de gastos corrientes que son críticas en lo que respecta a la cobertura de los denominados subsidios energéticos. En efecto, el programa de formulación y ejecución de política eléctrica- a través del cual se canalizan fondos a Cammesa- y el programa de asistencia financiera a empresas públicas del sector

energético- en el que se destaca el rol de IEASA-, recibieron transferencias adicionales significativas si se las compara con el crédito inicial a comienzos de 2021.⁵

Como se manifestó, en el análisis del Presupuesto Abierto al 19 de octubre de 2021, el presupuesto vigente para el programa de formulación y ejecución de la política eléctrica es de \$538,449,72 millones, lo que significa una ampliación de \$90.075,8 millones sobre la partida inicial de \$448,373,92 millones.⁶ Asimismo, el porcentaje devengado es 99,18%. Esta ampliación de recursos se aceleró en el trimestre julio-septiembre, como consecuencia de la necesidad de destinar fondos adicionales para cubrir la brecha entre costos de generación de energía eléctrica y su menor impacto en las tarifas efectivamente pagadas por los usuarios. En tal sentido, esta dinámica ascendente describe una situación usual en los últimos años, ya que es durante el período invernal y el último bimestre del año cuando se aceleran las erogaciones con gastos adicionales vinculadas a la adquisición de combustibles líquidos que reemplazan oferta de gas menguada en los períodos invernales. Asimismo, en la coyuntura actual, debe atenderse la situación de la producción hidroeléctrica en las regiones del Comahue y del Noreste argentino, donde se han producido restricciones puntuales vinculadas a modificaciones de los caudales de los ríos por bajantes pronunciadas. En efecto, la fuente hidroeléctrica contribuye con un porcentaje que va del 20% al 25% en la generación de energía eléctrica. Actualmente, el aporte está por debajo del 20%, lo cual debe suplirse necesariamente con energía termoeléctrica y con mayor uso de combustibles líquidos, lo que encarece los costos finales. Por último, esta situación afecta también a la producción nucleoelectrica, ya que las centrales Atucha I y II en el complejo de Lima, se abastecen de agua desde la región del Noreste. En este contexto, el aporte de las centrales nucleares está acotado como parte de esta situación coyuntural.

Por otro lado, el programa de asistencia financiera a empresas públicas- a través del que se destinan recursos a IEASA-, tiene un crédito vigente de \$176,836,25 millones al 19 de octubre de 2021, lo que significa \$82,238,35 millones adicionales a los \$94,597,90 millones que eran el crédito inicial. Este salto en el gasto obedece a la cobertura del pago de mayores importaciones de gas desde Bolivia y de los cargamentos de GNL contratados para el período mayo-septiembre. Se destaca que el porcentaje devengado alcanza al 90,64% al 19 de octubre de 2021.⁷

Por ende, las dinámicas de estos dos programas son las que explican el crecimiento más importante en el año 2021. El tercer programa, destinado al pago de los subsidios a la oferta adicional de gas natural, recibió mayores recursos pero en menor medida que los otros programas descritos, lo cual está relacionado con una ralentización en los pagos a las empresas productoras de gas natural. En efecto, si se compara el crédito inicial con el vigente, se adicionaron recursos por \$12.268,31 millones al 19 de octubre de 2021. Asimismo, el porcentaje devengado en esta partida llega al 64,94%, sensiblemente menor al de las otras partidas analizadas.⁸

Asimismo, en la última actualización del ejercicio al 1 de noviembre de 2021, el devengado en las principales partidas de gasto energético se mantiene en los números ya informados previamente.

Se destaca el 99,20 por ciento devengado del programa Formulación y Ejecución de la Política de Energía Eléctrica, el 91,54 por ciento del programa Asistencia Financiera a Empresas Públicas y otros entes de la Secretaría de Energía (a cargo del Tesoro) y el 65,95 por ciento del programa Formulación y Ejecución de Política de Hidrocarburos.⁹

⁵ <https://www.presupuestoabierto.gob.ar/sici/a-que-se-destina-el-gasto>

⁶ <https://www.presupuestoabierto.gob.ar/sici/a-que-se-destina-el-gasto>

⁷ <https://www.presupuestoabierto.gob.ar/sici/a-que-se-destina-el-gasto>

⁸ <https://www.presupuestoabierto.gob.ar/sici/a-que-se-destina-el-gasto>

⁹ <https://www.presupuestoabierto.gob.ar/sici/a-que-se-destina-el-gasto>

En definitiva, son las dos primeras partidas señaladas, junto con la tercera, aunque en un nivel menos relevante, las que explican la dinámica creciente de los subsidios energéticos en los últimos años.

III- Aspectos vinculados a energías renovables, gasto tributario y gastos de capital.

En lo que se refiere a las energías renovables, se prevé pasar del 11% al 14,3% en lo que respecta al consumo total de energía de los usuarios proveniente de fuentes renovables. Junto con ello, se prevé incluir más producción de generación distribuida de energía, pasando de 6.855 a 20.000 en todo el país, medición realizada por potencia en kilovatio. También se sumarán más equipos en el marco del programa PERMER en zonas rurales. Estas acciones están ligadas a la incorporación en la letra del presupuesto 2022 de los denominados Cupos Fiscales en el marco de los Fondos Fiduciarios establecidos por las leyes 29.190 y 27.191 de energías renovables y la ley 27.424 de generación distribuida, respectivamente. En efecto, se incluyen \$ 42.200 millones para ser asignados a beneficios promocionales para proyectos renovables, mientras que, en otro artículo, se establecen \$516 millones para proyectos de generación distribuida.¹⁰

Por otro lado, en lo que se refiere a política y administración tributaria, se incorpora un artículo en el presupuesto con eximición en el pago del impuesto a los combustibles y el dióxido de carbono de las importaciones de gas oil y fuel oil que sean nacionalizados para su venta en el mercado interno, en contextos de picos de demanda de combustibles. En ese sentido, se autorizan importaciones en 2022 por 1.800.000 m3. También se establecen eximiciones de pago de impuestos aduaneros y otros para la importación de bienes de capital incluidos en obras de infraestructura en materia de hidrocarburos y energía eléctrica que sean efectuadas por IEASA. Idéntica situación se establece para el Complejo Binacional Salto Grande.

En lo que respecta a gastos tributarios previstos para 2022, en los esquemas promocionales de biocombustibles se prevén \$33.039,7 (0,05% del PBI), \$18.983,4 (0,03% del PBI) en el marco del FODER para energías renovables. Y, en lo relacionado con las eximiciones en el pago del impuesto a los combustibles, se prevén montos por 0,30% del PBI. En estos casos, se trata de diferencias entre alícuotas aplicadas a las naftas y el gas oil en todo el país y a exenciones vigentes en ciertas zonas del país, como la Patagonia o la Puna.

Un último aspecto relevante, tiene que ver con distintas obras de infraestructura en las áreas eléctrica y gasífera que se encararán en todo el país, según lo pautado en las planillas de operaciones de crédito público anexas al artículo 39. Se registran obras en tendido eléctrico en alta tensión, obras fotovoltaicas, la planificación de la Central Atucha III por USD 7.900 millones y el proyecto Multipropósito Chihuidos I por USD 2.300 millones (Neuquén como jurisdicción beneficiada). Estos proyectos suman más de USD 13.000 millones con plazos mínimos de amortización por 3 años.¹¹

Junto con ello, deben sumarse los proyectos listados en las planillas anexas al artículo 45 con el otorgamiento de avales o garantías, donde aparecen varias provincias incorporadas en obras de transmisión eléctrica, proyectos hidroeléctricos, otras obras en energías renovables (fundamentalmente proyectos solares fotovoltaicos). Dos de las empresas que reciben importantes sumas son IMPSA para diversos proyectos energéticos por más de USD 300 millones e IEASA por USD 200 millones. Se incluyen partidas para la construcción del primer tramo del Gasoducto Néstor Kirchner, entre las localidades de Tratayén y Salliqueló (es la primera etapa de un gasoducto que se extenderá desde Vaca Muerta hasta el complejo petroquímico de Bahía Blanca).¹²

¹⁰ Letra del proyecto de Presupuesto 2022 y mensaje.

¹¹ Planillas anexas al artículo 39.

¹² Planillas anexas al artículo 45.

En una primera lectura, resulta significativo que en la lista de proyectos prioritarios en materia de gastos de capital en infraestructura energética, se incluyan obras eléctricas de gran envergadura en segmentos clave como el de la transmisión en alta y media tensión en distintos puntos del país, como también obras de menor alcance orientadas al fortalecimiento de las infraestructuras críticas del sector eléctrico en varias provincias. Junto con ello, las inversiones en energías renovables- fundamentalmente proyectos solares fotovoltaicos-, viene de la mano de la ampliación prioritaria de las redes de transmisión eléctrica, ya que uno de los déficits centrales heredados de la Administración Macri, tenía que ver con la brecha entre la viabilidad de la incorporación paulatina de los proyectos renovables en el marco de las rondas Renovar y la ampliación de la capacidad de transmisión en alta y media tensión.

En materia de infraestructura gasífera, la creciente producción de Vaca Muerta-en línea con lo pautado en el Plan Gas 4-, sólo puede crecer de manera sostenible si se incorpora mayor capacidad de transporte por gasoductos troncales. Efectivamente, la obra antes mencionada-el primer tramo del Gasoducto Néstor Kirchner, implica la construcción de un nuevo gasoducto troncal desde la región patagónica luego de más de tres décadas. En este caso, para evacuar la creciente producción proveniente de Vaca Muerta.

Por cierto, es importante acelerar las obras pendientes del Gasoducto del Noreste, proyectado inicialmente en 2006 y que tuvo diversas interrupciones en su realización. Aquí surge un aspecto relevante ligado con la necesaria complementariedad que Argentina debe profundizar con Bolivia, origen de las importaciones adicionales de gas natural desde 2006 en adelante, que nuestro país incorpora en los meses invernales. En esta coyuntura, aparecen dos situaciones que deben abordarse con cuidado. Por un lado, se han racionalizado los envíos de gas boliviano- situación que ya se había acordado en los tramos finales del gobierno de Macri- y, por el otro, la posibilidad que la producción interna de gas natural crezca en línea con la consolidación del plan de incentivos vigente. En el primer punto, Bolivia está en pleno proceso de redimensionamiento de su industria gasífera, necesitada de nuevas inversiones para una creciente incorporación de reservas, ya que los niveles de extracción se han ralentizado en los últimos años, en perspectivas del favorable aumento de la oferta de gas destinada al mercado interno y de los envíos crecientes a Brasil. A su vez, la consolidación de producción nacional creciente desde Vaca Muerta va en línea con los proyectos que se han incorporado en la propuesta promocional de hidrocarburos, destinados a la creación de depósitos subterráneos de gas natural que podrían ser utilizados como factor equilibrador de la oferta-demanda en distintos períodos del año, de modo tal que las oscilaciones de precios puedan amortiguarse apropiadamente.

Todo ello está en el plano de las imprescindibles articulaciones que deben consolidarse en todo el sistema energético nacional, entre el Estado, las provincias, los actores privados y países hermanos como Bolivia, pero este es un punto crítico en el que la política energética nacional ha fallado en proveer líneas de complementación, coordinación y articulación inherentes a un escenario de planificación integral. Si bien es importante que estos proyectos sean parte del diseño plurianual de la Administración Fernández, no es menos cierto que no aparece un esquema de planificación indicativa consciente detrás de esta enumeración proyectiva, situación que debe ser puesta en el primer plano de las prioridades para que la dinámica de la política energética tienda hacia una más armónica articulación entre disponibilidad, perdurabilidad, accesibilidad y sostenibilidad socioambiental.

Por último, la inclusión del multimillonario proyecto de una cuarta central nuclear, Atucha III, que vendría de la mano de una gran inversión china llave en mano en el marco de la Asociación Estratégica Integral forjada desde el último tramo del gobierno de Cristina Fernández en 2014, parece poco factible en este contexto mundial, regional y local, atravesado por múltiples dinámicas de conflicto y volatilidad. Más allá de ello, detrás de esta gran obra de ingeniería nuclear, emerge una de las grandes dudas que han acompañado la planeación de este proyecto, y que se relaciona con la pobre o casi inexistente incorporación de tecnología y mano de obra nacional, en un diseño previsto para la incorporación de una tecnología de reactor Hualong- de

uranio enriquecido y agua liviana-, que no es propia de la Argentina. Más allá que sería importante que nuestro país pueda incorporar estos diseños, ello debe procurarse en el marco de acuerdos más equilibrados, en los que nuestros trabajadores y empresas nacionales del sector nuclear se vean fortalecidos. Todo ello está en duda ante proyectos de estas características.

Hasta aquí, hemos incorporado una descripción y análisis de los principales aspectos relevantes de la función energía del Presupuesto 2022. Pasemos ahora al siguiente punto propuesto, una descripción y análisis del proyecto promocional de hidrocarburos, parte del diseño productivo con sesgo exportador que trasunta las principales definiciones de la Administración Fernández en materia energética.

IV- Proyecto de promoción de inversiones hidrocarburíferas. Ejes centrales.

El objeto de la promoción de este proyecto es el conjunto del sistema productivo nacional hidrocarburífero. **Uno de los primeros aspectos que se señalan es que el régimen propuesto se extiende por 20 años¹³, en un contexto internacional marcado por las crecientes tensiones de las agendas de las transiciones energéticas y de los impactos acuciantes del cambio climático, que se manifiestan, incluso, en la propia administración gubernamental.**

Esta certeza inicial la dio el Presidente Fernández en la presentación de los ejes centrales del proyecto, al afirmar:

“El proyecto tiene la ambición de que la Argentina produzca más hidrocarburos, exporte los excedentes e ingresen más dólares en un momento en el que esos dólares hacen mucha falta. Para eso hemos decidido dar certezas garantizando **20 años de estabilidad en materia fiscal**”¹⁴

Por ende, el enfoque general del proyecto descansa sobre el objetivo de maximizar producción como condición previa para habilitar mayores niveles de exportación, al tiempo que el conjunto de incentivos que se pretende asegurar en el régimen de promoción hidrocarburífera constituyen ejes centrales de la propuesta. En efecto, la cosmovisión neodesarrollista del gobierno, ligada a la rentabilización de actividades productivas extractivas que permitan rápidamente generar excedentes exportables, supone también poner en primer plano las prioridades estratégicas de las grandes empresas en materia de disponibilidad de divisas y de incentivos asegurados por dos décadas. Así, tanto el control de divisas como el régimen ampliado de incentivos, constituyen dos factores relevantes para la viabilización de este esquema propuesto.

Téngase en cuenta que, dentro del Régimen General de Promoción, se establecen seis regímenes: dos generales para promoción de exploración y producción de petróleo y gas, uno para la promoción de extracción de petróleo en pozos de baja productividad, un régimen especial de promoción para proyectos de exploración, producción, industrialización, almacenaje y/o transporte de hidrocarburos y derivados, un régimen especial de cancelación para grandes inversores hidrocarburíferos y un régimen de promoción de empleo, trabajo y desarrollo de proveedores regionales y nacionales de servicios hidrocarburíferos. Asimismo, dos programas adicionales, uno vinculado a la “Sustentabilidad Energética” y otro relacionado con la promoción del empleo con perspectivas de género.

Por su parte, para el petróleo, se pone en marcha un régimen general en el que se introduce, por primera vez, la figura de exportaciones garantizadas, que serán crecientes a medida que

¹³ <https://econojournal.com.ar/2021/09/alberto-fernandez-el-proyecto-tiene-la-ambicion-de-que-la-argentina-produzca-mas-hidrocarburos-exporte-los-excedentes-e-ingresen-mas-dolares/>

¹⁴ <https://econojournal.com.ar/2021/09/alberto-fernandez-el-proyecto-tiene-la-ambicion-de-que-la-argentina-produzca-mas-hidrocarburos-exporte-los-excedentes-e-ingresen-mas-dolares/>

aumente la producción en las cuencas. Asimismo, este esquema está sujeto también a los desempeños productivos individuales, lo cual supone que aquellas firmas que aseguren mayores volúmenes de producción para el mercado interno y que inviertan en áreas con declinación de producción más acentuada, contarán con mejores perspectivas a la hora de garantizar mayores incentivos. Asimismo, se establecen incentivos para las firmas que contraten empresas regionales o nacionales para recuperar pozos de baja rentabilidad o inactivos.

Respecto a la exportación garantizada, oscila entre el 20% y el 50% como máximo. Ello se calcula siempre sobre la producción incremental de la empresa, del conjunto de las firmas operadoras y de la evolución de otros indicadores como los niveles de declino o la participación de empresas proveedoras nacionales o regionales asociadas. Justamente, **la libre disponibilidad de divisas**, está en relación a esa performance productiva. Como ya se manifestó, esa libre disponibilidad tiene siempre un techo del 50%.¹⁵ En este punto, hay que advertir que se instrumenta una Línea Base a partir de la cual se calcula cuánto petróleo podría exportar la empresa en función de su producción total. Esas líneas de base se calculan sobre el máximo entre el volumen de 2019, el de 2020 y el volumen de los 12 meses transcurridos entre mayo de 2020 y abril de 2021¹⁶. Esta decisión debería ser tomada por la Autoridad de Aplicación y las empresas han manifestado que esta cláusula no contemplaría favorablemente la situación de aquellas que hayan invertido en plena pandemia. Sin embargo, este aspecto no es más que una de las típicas presiones puestas en juego a la hora de maximizar los intereses relacionados con los volúmenes exportables. También se ha considerado la situación concreta de la producción petrolera del Golfo San Jorge, que produce un tipo de crudo- el Escalante-, que es más pesado y por ende menos eficiente para la refinación. En estos casos, la consideración de los volúmenes base para exportación se flexibilizan.

Un aspecto adicional, es el vinculado con la habilitación que la Autoridad de Aplicación debe emitir para las exportaciones garantizadas. En este caso, “los productores deberán demostrar que se les ha otorgado a los potenciales agentes del mercado interno que pudieran estar interesados, *la posibilidad de adquirir el porcentaje de su producción no alcanzada por el Volumen de Exportación Beneficiado (VEB), en condiciones comerciales que hagan accesible la oferta para el abastecimiento interno*”.¹⁷ Aquí se introduce un condicionamiento que, en términos normativos, no resulta claro, taxativo, ya que se podría preguntar cuáles son esos criterios que el poder regulador tendrá en cuenta. Ello es una expresión más de la defectuosa confección regulatoria y parece más bien responder a la incorporación de un “**criterio regulatorio equívoco**” en su interpretación que resume en sí mismo la precariedad de todo el proceso. Es decir, **se establecen claras prerrogativas para las empresas en materia de exportación, pero nadie podrá manifestar que no se ha regulado “adecuadamente” la certificación de los volúmenes producidos y sometidos a autorización de exportación. Todo ello obedece a este escenario de auténtica anomia y anarquía normativa en la que vivimos.** En tal sentido, es importante tener en cuenta que, en materia de capacidad regulatoria efectiva por parte del Estado nacional y los Estados provinciales, hace más de tres décadas que se acumulan fallas inexcusables. **Un ejemplo concreto es la virtual “certificación” pública que la Autoridad de Regulación realiza sobre las declaraciones juradas que las empresas presentan en cada ciclo productivo.** Por ende, estamos ante situaciones de fallas estructurales que este nuevo proyecto mega promocional no atina siquiera a poner en discusión y menos a corregir.

Por otro lado, en este régimen general de promoción petrolera, se establecen incentivos a la *asociatividad empresarial*, lo cual supone **exenciones adicionales en el pago de impuesto a las ganancias** para aquellas empresas que participen en estos proyectos.

¹⁵ <https://econojournal.com.ar/2021/09/alberto-fernandez-el-proyecto-tiene-la-ambicion-de-que-la-argentina-produzca-mas-hidrocarburos-exporte-los-excedentes-e-ingresen-mas-dolares/>

¹⁶ Proyecto de ley, artículo 8.

¹⁷ Proyecto de ley. Artículo 15.

Por ende, en la instrumentación del régimen se ve claramente el vínculo entre mayor producción, exportación, incentivos y libre disponibilidad de divisas.

Respecto de los incentivos para el gas natural, se “**institucionaliza**” el denominado **Plan Gas 4**, lanzado a fines de 2020 y que ya se está instrumentando desde comienzos de 2021. Téngase en cuenta que, **entre enero y julio de 2021, los subsidios otorgados por el Estado nacional destinados a los actores concentrados del mercado, superan los USD 1.500 millones**¹⁸. Aquí hay otro aspecto relevante que habla de las **transferencias vía subsidios económicos a la oferta de gas**, que supone uno de los compromisos adoptados por el gobierno nacional para garantizar oferta interna creciente. La llamada institucionalización del Plan Gas 4, implica la cesión de beneficios similares a los contenidos en el régimen general de promoción de petróleo, previamente comentado. Es decir, **condiciones estables de contratación y beneficios hasta 20 años, con contratos mínimos de 3 años; exportaciones en firme a cambio de volúmenes garantizados para el abastecimiento interno; libre disponibilidad de divisas hasta el 50% de las exportaciones y eximición del impuesto a las ganancias por la cesión parcial de la participación en un área concesionada**¹⁹.

Por otro lado, se establece un régimen diferenciado para proyectos especiales²⁰, orientando incentivos y beneficios fiscales en función de una caracterización diversa que alude al carácter estratégico del proyecto, al área geográfica en la que se ubica y a la situación específica de áreas con declino de producción o con extracción marginal. A los efectos de evaluar estos proyectos, se crea un Consejo de Inversiones Hidrocarburíferas, integrado por la Secretaría de Política Económica del Ministerio de Economía, el Ministerio de Desarrollo Productivo, el Ministerio del Interior y la Secretaría de Energía. Estos proyectos abarcan ocho categorías, con inversiones que oscilan entre USD 6 y USD 300 millones en función de la complejidad y características de los mismos. Estos desembolsos deben ejecutarse en períodos que van de los 3 a los 5 años según el tipo de proyecto, de modo tal que los titulares de las inversiones reciban los incentivos previstos.

Asimismo, la Autoridad de Aplicación, con aval del Consejo, tendrá la facultad de reducir en hasta un cincuenta por ciento (50%) los montos establecidos precedentemente para casos de proyectos de carácter estratégico, en los términos que el Consejo defina, dado el contexto sectorial y macroeconómico existente al momento de la evaluación del Proyecto y el historial inversor del beneficiario. Este tipo de proyectos, abarcan desde la construcción de instalaciones para el almacenamiento de gas natural hasta la posibilidad de desarrollar en gran escala la industria del gas natural licuado para sus usos en transporte por vía terrestre, fluvial y marítima y para su almacenamiento y comercialización. Un punto adicional, que indica que este tipo de esquemas están pensados para escenarios exportadores, es la construcción de instalaciones portuarias a tales fines. Téngase en cuenta que se mencionan proyectos costa afuera en nuestra Plataforma Continental y proyectos de recuperación terciaria de hidrocarburos y, finalmente, los proyectos que involucran las mayores erogaciones destinadas a producciones no convencionales. Sobre todo lo señalado, la identificación de clusters productivos orientados a la industrialización, separación, fraccionamiento, tratamiento, transporte y/o refinación de hidrocarburos orientados a la provisión de la infraestructura de transporte y de gas natural licuado, es uno de los ejes de agregado de valor definidos²¹. Aquí resulta fundamental conocer las dinámicas de la planificación sistémica con las áreas de transporte y saber si estas propuestas convergen con una planificación más amplia ligada a los cambios en movilidad sustentable. Nuevamente, se incorporan criterios muy flexibles a la hora de considerar la situación particular de los potenciales inversores.

¹⁸ Informe de Tendencias del Mercado Energético agosto 2021, Instituto Mosconi.

¹⁹ <https://econojournal.com.ar/2021/09/alberto-fernandez-el-proyecto-tiene-la-ambicion-de-que-la-argentina-produzca-mas-hidrocarburos-exporte-los-excedentes-e-ingresen-mas-dolares/>

²⁰ <https://econojournal.com.ar/2021/09/alberto-fernandez-el-proyecto-tiene-la-ambicion-de-que-la-argentina-produzca-mas-hidrocarburos-exporte-los-excedentes-e-ingresen-mas-dolares/>

²¹ Proyecto de ley.

Respecto a los proyectos de inversión en cuencas Costa Afuera, se establece la potestad de otorgar beneficios adicionales para pozos desarrollados a distintas distancias entre el lecho marino y la superficie. Se prevén también eximiciones de pagos de derechos de importación de bienes de capital que oscilan entre el 40% y el 60%²². Estos proyectos podrían extenderse hasta el borde exterior de la Plataforma Continental argentina y su complejidad técnica operativa los convierte en apuestas muy inciertas en una zona geoestratégicamente intrusada por la usurpación británica de nuestras islas Malvinas y su proyección de poder naval que agrega vulnerabilidades a nuestra propia capacidad de presencia en estos territorios marítimos donde albergamos riquezas ictícolas habitualmente depredadas por la pesca ilegal. Este tipo de capítulos deben discutirse fuera de las urgencias de los estrechos marcos planteados por la industria concentrada de los hidrocarburos. **En concreto, montos tan significativos y esquemas de promoción tan favorables a los intereses corporativos, se explican básicamente por la intención de poner en valor la presente y futura explotación masiva de los plays de Vaca Muerta en la cuenca neuquina y, adicionalmente, los posibles proyectos exploratorios y extractivos en nuestro mar argentino y Plataforma Continental.** Dicho esto, es importante poner en contexto que, hacia fines de 2014, en el último tramo del gobierno de Cristina Fernández, y bajo la impronta del entonces Ministro de Economía Axel Kicillof, se aprobó la ley 27.007²³, destinada a la promoción de inversiones hidrocarburíferas en los campos no convencionales y en las áreas offshore.

Allí tenemos antecedentes de proyectos más o menos similares, aunque, siete años después, el rol de Vaca Muerta para el subsistema hidrocarburífero nacional, es aún más relevante. Ello queda más en evidencia, ante la corroboración de la caída en los niveles de producción de las cuencas convencionales, de modo tal que este tipo de esquemas promocionales pueden acentuar una dinámica peligrosa en nuestro sector hidrocarburífero, que alienta la concentración oligopólica en las áreas de mayor expectativa de rentabilidad- Vaca Muerta-, al tiempo que desalienta por falta de una cosmovisión estratégica integral, el desarrollo de campos convencionales, las inversiones de riesgo en recuperación secundaria y terciaria de hidrocarburos y la búsqueda de nuevas reservas a través de un plan exploratorio integral que es fundamental recuperar. En tal sentido, proyectos como los que están bajo consideración, ante la ausencia de un rol estratégico de YPF y del Estado nacional, pueden orientarse a intensificar las características rentísticas bajo la que funciona el subsector de los hidrocarburos en nuestro país desde hace tres décadas.

Un punto adicional, es el establecimiento del almacenamiento subterráneo²⁴ de gas natural, como parte de los proyectos especiales. Para ello, se crea una figura nueva, la concesión de almacenamientos subterráneos, que constituye la única modificación a la ley de hidrocarburos N°17.319, vigente desde 1967 y con múltiples modificaciones desde la desregulación de los '90 en adelante. Esto es importante tenerlo en cuenta, ya que **esta ley no es “una nueva normativa integral de hidrocarburos”, sino que es un régimen de promoción de inversiones, con distintos regímenes particulares que propenden al mismo objetivo general: garantizar mayor producción para asegurar exportaciones y libre disponibilidad de divisas crecientes.** Adicionalmente, es importante tener en cuenta que el proyecto presentado no modifica ni innova sobre las figuras jurídicas vigentes en materia de concesiones hidrocarburíferas, tanto convencionales como no convencionales, que están incluidas en la normativa vigente, desde la mencionada ley de hidrocarburos N° 17.319, hasta las modificaciones incorporadas a través de la ley 27.007 de fines de 2014.

Por otro lado, en materia ambiental, **se crea un fondo para financiar proyectos que deberían vincularse a la transición energética hacia una matriz de generación más diversificada.** A su vez, aquellas empresas que presenten propuestas “más amigables” con el medio ambiente

²² Proyecto de ley.

²³ <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/235000-239999/237401/norma.htm>

²⁴ <https://econojournal.com.ar/2021/09/alberto-fernandez-el-proyecto-tiene-la-ambicion-de-que-la-argentina-produzca-mas-hidrocarburos-exporte-los-excedentes-e-ingresen-mas-dolares/>

vinculados a proyectos de eficiencia y diversificación de la matriz energética, tendrán beneficios adicionales en lo que respecta a exportaciones garantizadas y el acceso a disponibilidad de divisas.

Sin embargo, **esta cláusula ambiental aparece casi como un “injerto” dentro del proyecto, propio de las visiones productivistas que incorporan la “dimensión ambiental”** a los esquemas productivos, sin tener en cuenta la integralidad del diseño del proceso. Junto con ello, un punto clave es el de la adecuada fiscalización y control de los proyectos; como bien se conoce, el control de policía lo tienen las provincias en nuestro orden federal de gobierno y el cumplimiento de los presupuestos mínimos ambientales establecidos en la letra constitucional, siempre han sido un aspecto ausente en los debates públicos que cruzan explotación de recursos naturales y ambiente. Ahora, es importante señalar que el mencionado fondo para la transición energética, se constituirá con los recursos aportados por no menos del **5% de la recaudación federal adicional proveniente de los derechos de exportación del régimen general de promoción de petróleo.**²⁵

Sinceramente, **los derechos de exportación establecidos en los distintos regímenes son realmente bajos** y, en función de la mecánica de incentivos bajo la que está pensada la legislación, **un 5% de una recaudación que tenderá a ser marginal parece poco aliciente para poner en marcha proyectos de transición energética** en línea con el cumplimiento de los Objetivos para el Desarrollo Sostenible en el capítulo de energía. Asimismo, **la magnitud de las inversiones esperadas en proyectos de gran envergadura que podrían alcanzar estabilidad fiscal por 20 años, sumado a la inexistencia de cláusulas tipo mandatos que generen un horizonte temporal verificable y medible de reducciones de emisiones y de paulatino desarrollo de nuevas fuentes energéticas no ligadas a los hidrocarburos, nos hacen dudar sobre la solidez de estas cláusulas incorporadas**, más aún en un período clave para la consolidación de la dinámica de las contribuciones nacionales destinadas a abatir las emisiones contaminantes comprometidas por nuestra administración en el marco del Tratado de París. En buen romance, el proyecto incorpora objetivos de difícil conciliación, más aún cuando la impronta dominante es el sesgo exportador para procurar divisas que fortalezcan nuestro sector externo. Asimismo, no parece que la introducción de esta cláusula esté asociada a un debate interno profundo entre las distintas áreas de políticas públicas necesariamente involucradas en estas definiciones estratégicas para nuestro presente y para el futuro de nuestra comunidad.

Otro de los ejes de este proyecto promocional, es la posibilidad de creación de un entramado productivo de encadenamientos de valor, con empresas de pequeña y mediana escala, en la búsqueda de integrar **“ecosistemas productivos”** con fuertes eslabonamientos. Para tales fines, se crea un **régimen de promoción para el desarrollo de proveedores regionales y nacionales de la industria hidrocarburífera**. Se prevé la presentación de un Plan de Desarrollo de Proveedores Regionales y Nacionales²⁶, con estas características:

- La expresión de la visión del desarrollo integral de la cadena de valor a través de un conjunto de iniciativas focalizadas en lograr los niveles de costo, calidad y articulación que maximicen la participación de la industria local.
- Un plan de: abastecimiento de las contrataciones de bienes y servicios que se requieran para llevar adelante sus operaciones.
- Mecanismos de contratación abiertos y transparentes entre los oferentes calificados del ecosistema productivo.
- Mecanismos de financiamiento a sus proveedores regionales y nacionales.
- Metas y objetivos mensurables sobre el desarrollo de sus proveedores regionales y nacionales y el cumplimiento del esquema de «Aplicación de Preferencias»

²⁵ Proyecto de ley.

²⁶ Proyecto de ley.

- Propuesta de facilitación de acceso al ecosistema productivo nacional en lo referente a la provisión de bienes y servicios con alto valor agregado e innovación tecnológica.

Por cierto, tal objetivo, planteado con arraigo territorial, con planificación centralizada y ejecución descentralizada en función de los requerimientos armónicos de disponibilidad de y acceso a la energía, permitiría rediseñar un mapa auténticamente federal en el sistema energético nacional, totalmente desbalanceado hacia el interés sectorial de las empresas oligopólicas y de las provincias productoras. Pero, **en ausencia de un diseño general, la factibilidad de “emular” caminos de apropiación tecnológica y de consolidación de eslabonamientos productivos aguas arriba en el subsector hidrocarburífero, pueden toparse con los condicionamientos estructurales que estos mercados tienen en su funcionamiento.** En concreto, son pocos países y pocas empresas, las que están en condiciones de “hundir” miles de millones de dólares de capitales en proyectos extractivos²⁷ de enorme escala pensados en lógica exportadora y en el contexto de amplios debates mundiales sobre las tendencias en contradicción en la evolución de la energía analizada sistémicamente.

En lo que respecta a los derechos de exportación (retenciones), se establecen en los mismos niveles que rigen actualmente para la actividad. Es decir, 8% como criterio general. Asimismo, este esquema no queda sujeto a ningún mecanismo de escalonamiento y/o segmentación en función de aumentos de los precios internacionales, de modo tal que opera un mecanismo adicional que garantiza mayor rentabilidad a las empresas. Ante la convalidación de este criterio, se estima que la alta incertidumbre existente sobre el futuro de los mercados globales de crudo y las tensiones geopolíticas crecientes, sumado a la volatilidad de estos ciclos económicos, **deberían llevarnos a encarar propuestas más orientadas a asegurar la provisión al mercado interno y a la exportación posterior de márgenes remanentes, producto de la mayor producción.** El sesgo claramente exportador se observa también en este tipo de definiciones que están en línea con los históricos reclamos de las empresas del sector.

Un punto adicional para remarcar es que en el proyecto finalmente presentado se omitieron cláusulas discutidas en anteriores borradores, en los que se proponían rebajas en el porcentaje uniforme de regalías (12% sobre producción en boca de pozo) que las provincias reciben como parte de los derechos adquiridos en el funcionamiento del esquema productivo ligado a la figura jurídica de concesión estipulada en nuestros marcos legales.

Por otra parte, un aspecto relevante que no debe omitirse fue directamente enfocado por el secretario de Energía, Darío Martínez, que reconoció que en el proyecto de ley no se abordó la arista de los precios en la cadena hidrocarburífera. Manifestó, en tal sentido, que “Era difícil que las productoras se pongan de acuerdo con quienes refinan, era difícil que todos los actores estén de acuerdo en un esquema así que en este régimen de promoción de inversiones no se toca el tema precios...”²⁸. Esto da cuenta, claramente, que jamás se ha puesto en debate la integralidad del proyecto ni la participación de otros actores que forman parte del eslabón downstream, desde la refinación hasta la comercialización de hidrocarburos.

²⁷ El concepto de barreras de entrada resulta fundamental para comprender el funcionamiento de un sector tan concentrado como el hidrocarburífero en países como Argentina. En tal sentido, uno de los ejes analíticos centrales, podría orientar las intervenciones en función de ensanchar la base de actores productivos en todos los eslabones del subsistema, aunque bajo la premisa del fortalecimiento de los objetivos de disponibilidad, accesibilidad y formación de entramados de agregado de valor nacional con incorporación tecnológica abiertos a las innovaciones permanentes y en relación biunívoca con todo el entramado productivo. Las dinámicas escalares exportadoras funcionan generalmente bajo la lógica de la maximización de la rentabilidad, mientras que los territorios, base material clave para el proceso extractivo, incorporan de manera muy heterogénea y desigual los posibles “derrames” de todo el proceso de encadenamientos productivos. Ello se acentúa aún más, en la perspectiva que Vaca Muerta constituye “la gran apuesta” de los principales actores del subsistema hidrocarburífero.

²⁸ <https://econojournal.com.ar/2021/09/alberto-fernandez-el-proyecto-tiene-la-ambicion-de-que-la-argentina-produzca-mas-hidrocarburos-exporte-los-excedentes-e-ingresen-mas-dolares/>

Resulta importante enfatizar que las ideas de proyectos promocionales en estudio, incorporan mecanismos de flexibilidad cambiaria que implican la libre disponibilidad de porcentajes relevantes de divisas por parte de las firmas responsables de las inversiones, lo cual genera una grave incertidumbre sobre el funcionamiento global del sector externo y de las capacidades de aprovisionamiento adecuado de bienes, insumos y equipos intermedios críticos para los sectores productivos en nuestro país, en un contexto de fuertes restricciones cambiarias.

Más allá de estas apuestas, las aspiraciones y aún los escenarios elaborados a partir de un diagnóstico que **se sustenta en una dinámica mercado céntrica, concentrada y oligopólica y con capacidad de presión permanente en pos del logro de rentabilidades en dólares que no están asociadas a un profundo análisis pormenorizado de gestión de costos de explotación del subsector hidrocarburífero, pueden chocarse con la cambiante dinámica internacional que debe ser internalizada en los análisis prospectivos que guían el desarrollo productivo del sector.**

Entendemos que resulta necesario debatir abiertamente el contexto internacional, regional y nacional en materia energética, en función de integrar diagnósticos que se centren en garantizar armonía entre los fines de disponibilidad perdurable de bienes energéticos, sustentabilidad ambiental creciente y accesibilidad a esos mismos bienes energéticos, de manera tal que los precios y tarifas sean justas y razonables para el fortalecimiento de las capacidades productivas sistémicas de nuestro aparato productivo y del mejoramiento de la calidad de vida de nuestra comunidad.

En concreto, la integralidad en la planificación de la política energética es un horizonte complejo en la Argentina; ello lo hemos visto reflejado en las **cosmovisiones fragmentarias que operan detrás de la gestión de los gastos corrientes en materia de subsidios energéticos, de las inversiones de capital que no aparecen vertebradas en una articulación común y que finalmente se expresan en el sentido del diseño de un proyecto promocional de hidrocarburos como el que hemos analizado.**

V- Hacia un nuevo proyecto energético nacional: soberanía y diversificación.

A partir de lo considerado, se entiende que la inestable realidad que se vive en el sistema energético nacional, requiere de la construcción de esfuerzos sistemáticos en el mediano y largo plazo, que propicien una amplia convocatoria para discutir nuevas bases de funcionamiento del sistema, que se ha transformado estructuralmente en una caja de ganancias irracionales y opacas de un conjunto de empresas oligopólicas asociadas a un Estado que acumuló deficiencias relevantes en materia de regulación y control públicos. Los puntos centrales que se proponen como parte de esa discusión son los siguientes:

- **La energía como bien estratégico y como derecho humano**, ya que es, simultáneamente, un bien económico crítico como un bien social, del común. En tal sentido, la energía configura un bien de interés público. Todo el proceso que abarca la generación, transformación, distribución y consumo de la energía, constituye un bien estratégico y social, con un doble cariz que debe plasmarse en toda legislación. El esquema de nueva legislación integral en materia energética que necesitamos, que debe pivotar en función de los objetivos y/o principios de:

- ✓ Autoabastecimiento interno.
- ✓ Desarrollo productivo de los diversos sectores de nuestra economía.
- ✓ Accesibilidad universal de los bienes energéticos como derecho humano inalienable e imprescriptible.

- ✓ Sustentabilidad ambiental y creciente incorporación de usos eficientes y racionales de la energía.
- ✓ Diversificación creciente de la matriz energética bajo el paradigma de complementariedad de fuentes.

- En materia de hidrocarburos, **YPF debe recuperar su rol rector de empresa estratégica en la planificación de toda la política energética.** Debe ser **palanca de desarrollo e instrumento de intervención decisiva del Estado** en el juego de la energía. Sin una YPF controlada por el Estado y pueblo argentinos, no hay otro modelo energético posible. Con ello, **recuperar la renta para ponerla al servicio de otro modelo productivo** que nos saque del extractivismo a gran escala y que nos conduzca por una senda de transición hacia otro modelo integral y democrático de producción, transformación, distribución y consumo de energía. Asimismo, nuestra empresa debe estar a la cabeza de la recuperación consciente e integral de un **Plan Exploratorio Nacional en todas las cuencas productivas convencionales** del país. En lo que respecta a Vaca Muerta, YPF debe ser el del garante de una explotación limitada, vinculada al objetivo del autoabastecimiento seguro, confiable y asequible para la comunidad nacional, con fuertes regulaciones ambientales y bajo nuevas condiciones de trabajo que nos saquen del esquema flexibilizador vigente desde 2017 en el sector.

- Recuperación de un criterio de **planificación integrado y centralizado del sistema energético.** Debemos desandar el camino nefasto de la desregulación. Ese esquema ha destruido infraestructura, no ha hecho inversiones y pone en peligro el acceso de la población en el altar de las rentas de un conjunto de empresas fragmentadas que desde hace tres décadas usufructúan de los bienes que el Estado nacional, en más de 70 años, ha construido con los recursos de todos los argentinos.

- **Revisión profunda de las cadenas de valor y costos de toda la industria hidrocarburífera y eléctrica. Costos de producción en pesos, con precios y tarifas en pesos.** Un país productor de petróleo y gas, aún cuando necesite cubrir entre el 15% y el 20% de sus necesidades, no puede tener tarifas de países que son plenamente importadores. La estafa del gas perpetrada durante el gobierno de Cambiemos, con sobrepuestos escandalosos en dólares, es uno de los aspectos más aberrantes de este montaje de costos inflados y dolarización que nos ha llevado a este caos.

- Se debe encarar la **auditoría integral del esquema de concesiones imperantes en el sector hidrocarburífero,** como así también las mismas concesiones en los tres segmentos del **sector gasífero y eléctrico, a fin de evaluar criterios de inversiones comprometidos por las empresas privadas** y alumbrar un gran debate sobre un nuevo régimen económico de la energía favorable a los intereses del pueblo argentino, con fines productivos, con arraigo territorial y con desarrollo de fuentes renovables en un esquema que reproduzca planificación centralizada y descentralizada y criterios de ejecución flexibles, ligados a las necesidades sociales y productivas de un país tan diverso y complejo como el nuestro.

- Un planteo fundamental sobre qué tipo de empresas queremos construir en el sistema energético y en la prestación de servicios públicos esenciales. Ello implica poner en debate la noción polisémica de empresa pública de energía, que supone la creación de nuevos mecanismos de planificación de inversiones y de administración de costos y procesos productivos hacia la eficiencia permanente y la participación de trabajadores y usuarios. Este esquema organizativo es fundamental, si queremos construir energía para toda la comunidad. **Y, en ese sentido, debe estar en la consideración del debate público, la factibilidad de cambiar la misma razón societaria de YPF, para transformarla en una nueva empresa pública, con participación de diversos sectores y en camino a una estrategia de transición productiva para la diversificación.** En este

sentido, tanto la agencia de promoción tecnológica de YPF- Y-TEC-, como el segmento de desarrollo de energía eléctrica dentro de la empresa y la reciente creación de YPF Litio, pueden ser eslabones de una nueva empresa integral de energía, que puede mostrar un camino de construcción empresarial diferente.

- Esto último lleva a otro aspecto fundamental, planteado a modo de pregunta: ¿puede desandarse este complejo camino sin **tomar decisiones políticas determinantes en lo que respecta al andamiaje de tratados bilaterales de inversión que atan a la Argentina con los países con los que los ha firmado**, a estructuras jurídicas extrajurisdiccionales, lo cual implica cesión de soberanía jurídica, como parte del escenario de “seguridad jurídica y previsibilidad” instalado en la letra de estas leyes? No es un tema menor.

- **El desarrollo tecnológico nacional consolidado en nuestra industria nuclear por más de 70 años debe ser debidamente tutelado.** No se trata de tirar por la borda alternativas reales, confiables y eficientes en términos de suministro energético a partir de los altos niveles de disponibilidad que aseguran nuestras centrales nucleares con reactores Candu, de agua pesada y uranio natural. **El complejo termonuclear, junto con la red de empresas públicas y mixtas asociadas, con la CNEA a la cabeza, deben ser consolidadas como pilares de encadenamientos de valor** y aplicaciones en áreas tan relevantes como la medicina nuclear. A su vez, el diseño de los proyectos CAREM, reactores modulares de baja potencia, constituye un aporte e cuño tecnológico propio, que incluso se ha comercializado a distintos países y **puede erigirse en una alternativa confiable para provisión de energía eléctrica complementada con otras fuentes renovables en un diseño más descentralizado y con impacto regional beneficioso.** Todo ello, debe complementarse con una adecuada gestión de residuos de materiales nucleares asegurando altos estándares de reutilización y menores externalidades posibles. Efectivamente, la energía nuclear es una alternativa más que debe ser complementada con otras en un esquema que garantice eficiencia, flexibilidad y costos operativos manejables.

- En el marco de las energías renovables, **la Argentina puede avanzar con la finalización y puesta en marcha de más de 100 proyectos de energía eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biogás de rellenos sanitarios y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos** de hasta 50 MW, que han sido encarados bajo la administración Cambiemos a través del Programa Renovar y sus cuatro rondas, con 244 proyectos licitados. **Allí hay que afinar criterios de costos y esquemas heredados de indexación vía dolarización que deben ser modificados**, al tiempo que deben garantizarse condiciones adecuadas para nuevas inversiones en transmisión eléctrica fundamentales para que estos proyectos sean integrados al funcionamiento del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). **La legislación vigente, 27.191, establece que, para el 2025, la Argentina debe cubrir el 20% de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, mandato que puede honrarse a partir de una planificación integrada de todo el subsector de generación eléctrica, con los objetivos de mayor eficiencia, gestión operativa de costos e inversiones realizadas o supervisadas por el Estado nacional, a los efectos de robustecer el funcionamiento sistémico.** Un aspecto adicional, es el vinculado a la adecuada gestión de los estudios de impacto ambiental, que en realidad se ven debilitados a causa de la fragmentación del control de policía ambiental entre los distintos niveles de gobierno y la presencia de opacidades institucionales que deben ser puestas sobre la mesa.

También, la ley 27.474 de generación distribuida de energía, vigente desde 2018, permite la consolidación de nuevos esquemas descentralizados de producción y consumo de energía, integrando las redes convencionales con nuevas fuentes que le permiten al usuario- sea residencial, comercial o industrial-, producir su propia energía y vender sus excedentes al mercado eléctrico, de modo tal de garantizar un funcionamiento eficiente

del sistema. Ello debe ir de la mano de creciente apoyo en créditos subsidiados por parte de las administraciones a través de esquemas combinados entre los niveles nacionales, provinciales y municipales de gobierno. Junto con ello, el funcionamiento del Mercado a Término de Energía Renovable (MATER), que permite a los agentes privados acceder a esquemas de compraventa de energía conectando generadores y consumidores privados, deben ser debidamente implementados. Un punto fundamental es garantizar el desarrollo de proyectos que sean funcionales a la incorporación de valor agregado nacional ya que, en las primeras licitaciones, se ha observado que primó la compra llave en mano de equipos y procesos, como es el caso de la energía eólica y solar fotovoltaica. Finalmente, la consolidación de proyectos renovables en regiones dispersas rurales de nuestro país, deben ser encarados integrándolos en una planificación territorial virtuosa con actividades productivas que permitan reproducir las comunidades y asegurar la integridad de los ecosistemas respectivos. Sobre estas áreas, hay mucho por hacer en nuestro país y nuestra empresa YPF debe ser un puntal en estos desarrollos junto con el resto de las agencias del Estado, desde INVAP, hasta INTI, INTA, YPF-TEC, Universidades Nacionales, etc.

- La fuente hidroeléctrica ha sido por décadas una alternativa confiable y de menor costo relativo en nuestro país. **Los proyectos hidroeléctricos en zonas de altura, con objetivos multipropósito, ligados a garantizar agua para riego de actividades agrícola ganaderas y para consumo humano, al tiempo que garantizan adecuado suministro energético, pueden ser considerados bajo estrictos estudios que aseguren viabilidad técnica operativa y aceptabilidad social.** Por su parte, los grandes proyectos hidroeléctricos en ríos de llanura, como los que podrían encararse en nuestra región del Noreste argentino, **deben ser cuidadosamente estudiados, ya que fenómenos asociados a la mayor frecuencia de sequías, bajantes y hasta inundaciones** en los últimos años, combinadas con la falta de una gestión integrada de cuencas entre Argentina, Paraguay y Brasil en lo que respecta al río Paraná fundamentalmente, **puede atentar contra los equilibrios ecosistémicos** que deben preservarse. En tal sentido, tanto el desarrollo del gran proyecto todavía pendiente del gasoducto del Nordeste (GNEA)- y que en 2021 fue recuperado por la administración de Alberto Fernández- como los proyectos solares fotovoltaicos y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos en la región del Noreste y Noroeste, deberían ser evaluados en forma pertinente. Un aspecto adicional, es que **en los próximos años hay varias concesiones de generación hidroeléctrica que vencen y el Estado nacional y las provincias deben darse una estrategia adecuada para incidir decisivamente en estos debates**, de modo tal de preparar el terreno político-institucional y técnico-operativo para que el sector estatal y las comunidades concernidas puedan estar en condiciones de asumir roles protagónicos en materia de control de la generación hidroeléctrica.

- **El nexo energía-transporte resulta un área clave de trabajo** en los esquemas de transición energética vigentes en el mundo y que en nuestro país puede tener un despliegue relevante en función de las existencias de litio para su industrialización en determinados eslabones de la cadena de valor que diversos sectores académicos y de especialistas están pensando en nuestro país. Allí, **la posibilidad de enhebrar acuerdos estratégicos entre los países del triángulo del litio- Argentina, Bolivia y Chile- que poseen más del 70% de las reservas conocidas y que tienen gran potencial para integrarse en un desarrollo de mercado común con fuertes impactos en la integración subregional energética y de transporte, debe ser evaluado.** En tal sentido, los pasos dados entre Argentina y Bolivia para orientar la formación de una empresa binacional de recursos litíferos, puede ser estratégica al compás del avance a paso firme de estrategias de movilidad sustentable y de incorporación de nuevos enfoques hacia el logro de menores usos de combustibles fósiles en los usos finales del transporte público de pasajeros.

Otra propuesta alternativa que se ha barajado en estos tiempos es el uso del llamado **hidrógeno verde**- obtenido a partir de procesos de electrólisis y combinado con fuentes renovables solares fotovoltaicas- que podría ser desarrollado con fuertes impactos regionales y para propender al desarrollo territorial y a la integración de comunidades. Por cierto, en todos estos casos, se habla de las propuestas de economía verde en virtud del cambio climático y la orientación hacia sistemas eléctricos y de transporte menos contaminantes, más eficientes y que aseguren hacia los escenarios de 2030/2050, emisiones cero netas a la atmósfera en función de los compromisos en el marco del Tratado de París. Todo ello constituye un gran desafío y debemos transitar ese camino con inteligencia práctica, pero en permanente armonía con el entorno ecológico social.

- Adicionalmente, **un aspecto abiertamente polémico y complejo es el vinculado con los permisos de exploración que fueron otorgados a distintos grupos empresariales en tres cuencas de nuestro mar argentino y Plataforma Continental durante el último año del gobierno de Cambiemos.** En relación con ello, los primeros días de julio de 2021, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable convocó una audiencia pública para poner en conocimiento de la comunidad los resultados de los estudios sísmicos prospectivos encarados en tres de esos bloques mencionados. En este caso, la ubicación de los bloques están en la cuenca Argentina Norte y hay actores relevantes como British Petroleum, Exxon Mobil y la empresa noruega Equinor, en alianza con YPF. Más allá del fuerte rechazo a estos proyectos offshore, expresados por comunidades de distintos puntos del país, estimamos que nuestro país requiere la formulación de una estrategia integral de presencia efectiva en nuestro Atlántico Sur, de manera tal de estar en condiciones de encarar dos grandes tareas iniciales.

Por un lado, aumentar las capacidades de relevamiento y conocimiento de los bienes naturales vivos y no vivos existentes en nuestra vasta plataforma a través de la adecuada coordinación de distintas áreas de gobierno en el marco del llamado proyecto Pampa Azul. Por el otro, resulta decisivo fortalecer capacidades y proyección de policiamiento naval a los efectos de obstaculizar el avance permanente del usurpador británico en nuestras Malvinas y en el Atlántico Sur, con peligrosa proyección hacia la Antártida y con explotación irracional de nuestros bienes ictícolas a través de permisos otorgados en las últimas tres décadas a barcos de pesca chinos, españoles, japoneses, taiwaneses y de otros países. Asimismo, la creación de un Comando Marítimo Conjunto a fines de 2020 por resolución oficial del Ministerio de Defensa, podría señalar un promisorio camino para fortalecer las misiones de vigilancia, control y reconocimiento en nuestra extensa plataforma, que abarca más de 6.600.000 kilómetros cuadrados. En conclusión, debemos discutir integralmente la preservación de nuestro Atlántico Sur y disponer un profundo debate nacional, sin exclusiones, a los efectos de analizar si es técnicamente viable y socialmente aceptable la continuación de procesos exploratorios de cara a futuras explotaciones offshore, más aún cuando YPF y cualquier otra empresa nacional participante, tienen niveles de involucramiento mucho menos relevante dada la complejidad de recursos financieros y tecnológicos que deben ponerse en juego, que vienen de la mano de las grandes empresas transnacionales. Y, junto con ello, las imprevisibles externalidades ambientales acumuladas, que abonan a un horizonte sombrío sobre el conjunto de la actividad.

- Finalmente, resulta crucial fortalecer las capacidades de intervención, fiscalización y control del Estado en sus distintos niveles de gobierno, de modo tal de revertir la lógica de funcionamiento desequilibrado y desigual de todo el entramado productivo ligado al sistema energético, dominado por la capacidad de captura de la regulación institucional, la presión por el control de porciones significativas de las divisas resultantes del comercio exterior y la imposición de reglas de juego rentísticas financieras bajo las que las principales compañías intentan maximizar sus utilidades a expensas de la comunidad nacional y de la sostenibilidad del aparato productivo.