



Auditoría General de la Nación

ESTUDIO ESPECIAL CONSOLIDADO DEL SECTOR ELÉCTRICO

**SECRETARÍA DE ENERGÍA (SE) - ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA
ELECTRICIDAD (ENRE)**

Proyecto SICA N° 20801294

MARZO 2024



Auditoría General de la Nación

ÍNDICE

SIGLARIO	3
1. OBJETO DE ESTUDIO	5
2. OBJETIVOS	6
3. ALCANCE	6
4. PROCEDIMIENTOS.....	8
5. PRELIMINAR	
CONSIDERACIONES GENERALES DEL SECTOR ELÉCTRICO	9
6. PAUTAS Y LINEAMIENTOS	26
7. CONCLUSIONES.....	50



Auditoría General de la Nación

SIGLARIO

AA: Actas Acuerdo
AAEFyRT: Área de Auditoría Económico Financiera y Revisión tarifaria
AFIP: Administración Federal de Ingresos Públicos
AMBA: Área Metropolitana de Buenos Aires
BCR: Base de Capital Regulada
CAG: Colegio de Auditores Generales
CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista
CAPEX: gastos de capital
CENS: Costo de la energía no suministrada
CPD: Cheque de pago diferido
DCF: disponibilidad media anual móvil de conexiones forzadas
DCSEyA: Departamento de Control de los Sectores de Energía y Agua
DIMA: Disponibilidad Media Anual Móvil de la Concesionaria
DIT: División de Inspección Técnica
DLF: disponibilidad media anual móvil de salidas de líneas forzadas
DLP: disponibilidad media anual móvil de líneas programadas
DTN: disponibilidad media anual móvil de transformadores
EDENOR S.A: Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A.
EDESUR S.A: Empresa Distribuidora y Comercializadora Sur S.A
ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad
ENS: energía no suministrada
EX MINEN: Ministerio de Energía y Minería
FAE: fuente alternativa de energía
FAE: Fuente Alternativa de Energía
FFTEF: Fondo Fiduciario para el transporte eléctrico federal
FNEE: Fondo Nacional de Energía Eléctrica
FODER: Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables
GR: Guías de Referencia
INTI: Instituto Nacional de Tecnología Industrial
INV: Inversiones
MEM: Mercado Eléctrico Mayorista
NEA: Noreste Argentino
NOA: Noroeste Argentino
ODS: Objetivo de Desarrollo Sostenible
OPEX: costos operativos
PBA: Provincia de Buenos Aires
PBI: Producto bruto interno



Auditoría General de la Nación

PEN: Poder Ejecutivo Nacional

PI: Planes de Inversión

PPP: Participación Público Privada

RTI: Revisión Tarifaria Integral

RES.EJ.: Resultado del ejercicio

SA: Salto Anual

SADI: Sistema Argentino de Interconexión

SAIDI: Indicador de duración de interrupción media

SAIFI: Indicador de frecuencia de interrupción media del sistema

SE: Secretaría de Energía

UED: Usuarios electrodependientes

UESTEE: Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica

UNIREN: Unidad de Renegociación y Análisis de Servicios Públicos

VAD: Valor Agregado de Distribución

VB: Valor Base

VM: valor Máximo

VNR: Valor nuevo de Reposición

VOI: Valor Objetivo Inicial

VOn: Valores Objetivo anuales

VTD: Valor Total Depreciado



Auditoría General de la Nación

1. OBJETO DE ESTUDIO

El presente trabajo se propone consolidar la información producida en los informes elaborados en el Departamento de Control de los Sectores de Energía y Agua (DCSEyA), aprobados por el Colegio de Auditores Generales (CAG), a partir de la exposición ordenada y sistemática de los problemas más relevantes que afectan al sector, detectados en los informes aprobados.

En atención a que la generación, el transporte y la distribución de energía eléctrica, como segmentos de un mismo sector, mantienen una interrelación, no sólo desde el punto de vista técnico, sino también institucional, dado que comparten la misma Autoridad de Aplicación y, en el caso del transporte y distribución, el mismo Ente Regulador, se elaboró el presente producto de auditoría con miras a la comprensión integral de los temas tratados.

Durante los años 2018 a 2023 el DCSEyA se abocó al análisis, parcial e integral de los tres segmentos de energía eléctrica, dando como resultado los siguientes informes (por segmento):

Generación de energía eléctrica

1. Programa Renovar (Act. AGN 217/21): Aprobado por Resolución AGN 170/23 (en adelante, Informe Renovar).

Transporte de energía eléctrica

1. Planificación, implementación y resultados de los Planes de Inversión (PI)-RTI, como instrumento para normalizar el Servicio Público de Transporte Eléctrico (Act. AGN 279/20): Aprobado por Resolución AGN 114/23 (en adelante, Informe sobre Transporte de energía eléctrica)
2. Subsector energético de Transporte Eléctrico, como instrumento normalizador del Servicio Público de Transporte Eléctrico (Act. 279/20). Aprobado por Resolución AGN 185/23 (en adelante, Examen Especial sobre Transporte de energía eléctrica)



Auditoría General de la Nación

Distribución de energía eléctrica

1. Procedimientos llevados a cabo para la Revisión Tarifaria Integral de las empresas EDENOR SA y EDESUR SA, en el ámbito del ENRE (Act. 143/2018): Aprobado por Resolución CAG 135/21 (en adelante, Informe sobre la RTI de distribución)
2. Controles realizados sobre la ejecución de los Planes de Inversión 2017/2021 y cumplimiento de parámetros de calidad de las empresas EDENOR SA y EDESUR SA (Act. 142/18): Aprobado por Resolución AGN 50/21 (en adelante, Informe sobre los planes de inversión de la RTI de distribución)
3. Beneficios otorgados a usuarios electrodependientes (UED) como subproducto de la actuación del punto previo: Aprobado por Resolución AGN 143/20 (en adelante, Informe Electrodependientes)

2. OBJETIVO

El objetivo consiste en potenciar el conocimiento adquirido, su utilidad para los usuarios y aprovechar su valor agregado.

Se describen las variables comunes que comparten los segmentos de transporte y distribución (tarifas, calidad y planes de inversión) así como la inescindible vinculación de ambos con la generación eléctrica, a partir del análisis realizado sobre el programa Renovar.

Se plantean los problemas detectados en la planificación y ejecución de las políticas públicas implementadas, en modo propositivo y en el marco del concepto de oportunidades de mejora de los organismos que tienen a su cargo la formulación, implementación y gestión de las políticas públicas vinculadas al sector.

3. ALCANCE

El alcance se encuentra delimitado por el período auditado en cada uno de los informes aprobados, lo cual se expone en la siguiente ilustración, en línea de tiempo.



Auditoría General de la Nación

Ilustración 1: períodos examinados en los informes aprobados

MR										EMERGENCIA: PERIODO TRANSICIÓN											RTI			EMERGENCIA						
1992	93	94	95	96	97	98	99	00	2001	2002	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022

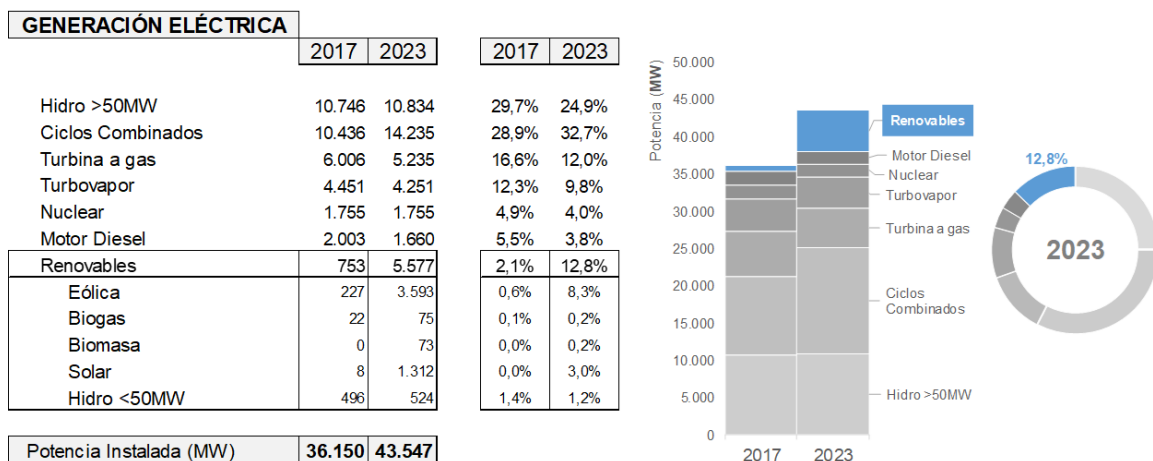


Fuente: Elaboración propia

En los informes de auditoría se analizó generación renovable en el marco del Programa Renovar, la totalidad del sector transporte y la prestación del servicio de distribución en el Área Metropolitana de Buenos Aires a cargo de EDENOR y EDESUR.

La generación renovable representa un 12,8% del segmento de generación, según los últimos datos publicados por CAMMESA.

Cuadro 1: Generación auditada vs. resto del segmento de generación



Fuente: CAMMESA

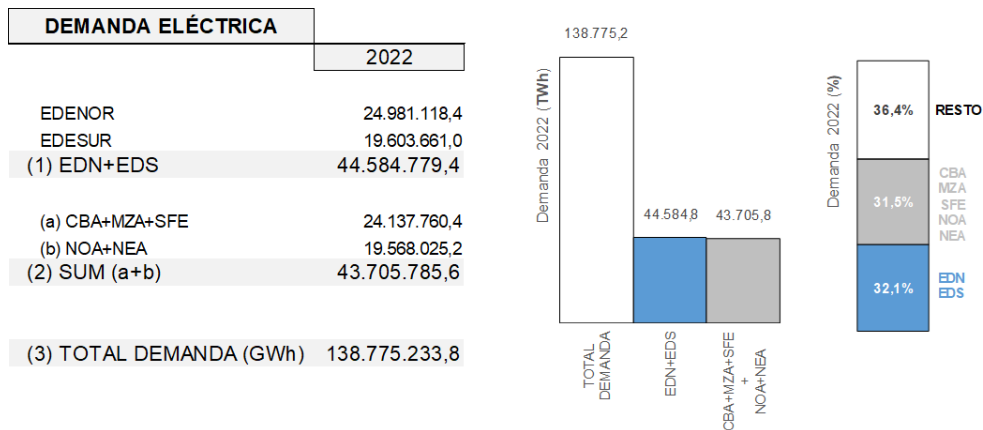
En cuanto a la demanda auditada, esta representa, con relación al total de la demanda incluyendo grandes usuarios, entre un 32%, y excluyendo a estos, un



Auditoría General de la Nación

38%. Representativamente, la demanda de EDENOR equivale a la suma de la demanda de Córdoba, Mendoza y Santa Fe, mientras que la de EDESUR equivale a la suma de toda la demanda de las regiones NOA y NEA.

Cuadro 2: Demanda auditada vs. resto del segmento



Fuente: CAMMESA

El segmento de transporte se examinó en su totalidad.

4. PROCEDIMIENTOS

Dado que el objetivo del presente trabajo consiste en consolidar información ya relevada en otros informes de la AGN, se indagaron los papeles de trabajo de cada uno de dichos informes y se elaboraron los siguientes procedimientos de análisis:

- Indagación de la representatividad de los estudios realizados en relación con el total de oferta y demanda eléctrica nacional, a fin de determinar el alcance del presente trabajo.
- Sistematización normativa vinculada con cada segmento.
- Análisis comparativo de variables comunes a los segmentos de transporte y distribución eléctrica (Precio, calidad, inversiones, régimen sancionatorio)
- Estudio de los temas vinculados a la interdependencia de la generación eléctrica renovable y la infraestructura de transporte.
- Organización y sistematización de papeles de trabajo de los informes aprobados.
- Elaboración de gráficos comparativos.



Auditoría General de la Nación

- g) Compatibilización y compaginación de información de CAMMESA para la confección de conclusiones comunes.

5. PRELIMINAR: CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE EL SECTOR ELÉCTRICO

El sistema eléctrico nacional es una industria integrante del sector energético argentino, integrado por distintos actores, organizados en tres segmentos (generación, transporte y distribución), cuya finalidad es la producción y distribución de energía para el desarrollo productivo y social nacional.

La energía es el insumo fundamental para la transformación de las materias primas en los procesos productivos, y en general para la producción de todos los bienes y servicios. La producción nacional medida en términos del producto bruto interno (PBI), tiene una alta correlación con el consumo energético. En términos físicos, mayores productos nacionales insumen mayores cantidades de energía, por consiguiente, el crecimiento y desarrollo económico dependen íntimamente del abastecimiento energético.

A fin de ubicar el sistema eléctrico en la matriz energética y su peso relativo en el consumo energético, se distinguen fuentes primarias y secundarias de energía. Las primarias son las que se encuentran en la naturaleza (petróleo, gas, leña, carbón, radiación solar, energía eólica) y se obtienen mediante procesos de extracción o captación. Las secundarias, son las que se deben producir (electricidad, combustibles, biocombustibles) convirtiendo fuentes primarias u otras energías secundarias, mediante centros de transformación para poder ser consumidas de acuerdo a los requerimientos y tecnologías de los distintos segmentos de consumo.

Las centrales eléctricas constituyen instalaciones de transformación de energía que permiten convertir distintas formas de energía en electricidad, tanto la energía obtenida directamente de la naturaleza (como la hidroenergía, la geotermia, la energía eólica y la energía solar), como la obtenida a partir del calor producido por la combustión de otras fuentes (energía térmica).

Resulta necesario aclarar la identidad existente entre los conceptos de sector eléctrico y Sistema Argentino de Interconexión (SADI) como el conjunto de



Auditoría General de la Nación

las instalaciones físicas (destinadas a generar y transportar energía eléctrica en alta tensión) existentes en el territorio nacional. El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), por su parte, es un ámbito institucionalizado de transacciones realizadas primariamente entre particulares (Generadores, Distribuidores, Transportistas y Grandes Usuarios), organizado conforme el marco dado por la Ley N° 24.065 y puesto en funcionamiento a través de una serie de normas reglamentarias y complementarias.

5.1. De los segmentos que conforman el sector eléctrico. Trabajos realizados

En la actualidad y a partir de las reformas del marco regulatorio implementado a principios de la década de 1990, el sector se encuentra desagregado verticalmente en tres actividades eléctricas: i) generación, ii) transporte y iii) distribución.

La generación eléctrica u oferta de energía eléctrica está constituida por la sumatoria de producción de las centrales eléctricas instaladas en las distintas regiones del país, en función de los diversos recursos naturales disponibles, más la importación proveniente de países vecinos.

Las centrales eléctricas pueden distinguirse a partir de la fuente de generación utilizada en renovables y no renovables, y a partir de dicha distinción puede concluirse de qué modo se conforma la matriz de generación eléctrica. Así, cada país tiene una matriz de generación más o menos diversificada.

Una matriz de generación eléctrica con mayor presencia de energías renovables es una meta prevista en el régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables aprobado por la Ley 26.190 (BO 02/01/07), donde se fijó como objetivo alcanzar una participación del 20% de las fuentes renovables hacia fines del año 2025.

En el contexto internacional, Argentina ratificó el Acuerdo de París por Ley 27.010 (BO: 21/10/15), comprometiéndose a contribuir en la reversión del curso actual del calentamiento global, para lo cual presenta regularmente sus inventarios y conclusiones, entre las cuales se encuentra la generación de energía por medio de fuentes renovables.



Auditoría General de la Nación

Asimismo, el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS). ODS 7 - “Energía asequible - No contaminante”, fija dos metas específicas respecto de la energía proveniente de fuentes renovables: a) Aumento de la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas y b) Aumento de cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias.

El informe aprobado por Resolución AGN 170/23 analizó la gestión del Programa Renovar, constituido por un conjunto de procedimientos licitatorios – rondas 1, 1.5., 2 y 3- y contratos suscritos por Resolución ex MINEM 202/16 tendientes a la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de energía eléctrica de fuentes renovables de generación, sobre la base de la concesión de beneficios fiscales, prioridad de pago, prioridad en el despacho, financiamiento y garantías a través del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), como herramientas de fomento.

La AGN examinó a través de los informes aprobados por Resoluciones AGN 135/21, 143/20 y 50/21 los procedimientos de la RTI de EDENOR y EDESUR, los controles realizados por el ENRE sobre los planes de inversión y el cumplimiento de los parámetros de calidad de ambas distribuidoras. También se auditó la gestión del ENRE sobre los beneficios otorgados a usuarios electrodependientes.

La distribución es, junto a los grandes usuarios, un elemento configurativo de la demanda de energía eléctrica que está constituida por la sumatoria de energía que requieren los usuarios finales del sistema eléctrico nacional, más la exportación.

Los usuarios pueden ser abastecidos directamente desde el SADI (Grandes usuarios), o por distribuidoras en áreas de distribución preestablecidas. Pueden clasificarse por el tipo de consumo en residenciales, comerciales o industriales.

Por último, a través de 2 productos, un informe de auditoría y un examen especial, aprobados por resoluciones AGN 114/23 y 185/23 respectivamente, se



Auditoría General de la Nación

indagó sobre la planificación, implementación y resultados de los planes de inversión como elemento normalizador del servicio público de transporte eléctrico y de la importancia del subsector de transporte como componente del sector eléctrico en general.

En este caso, se estudió que la interconexión de los sistemas eléctricos (transporte) se presenta como una necesidad, tanto desde lo técnico como desde lo económico. Las grandes distancias entre los distintos centros de producción y consumo, la necesidad de asegurar el abastecimiento y la conveniencia de optimizar la utilización de las principales fuentes de energía eléctrica (térmica convencional, hidráulica y nuclear) obligan a construir redes para el transporte de la electricidad en altas tensiones.

Normativamente, el marco regulatorio separa las actividades distinguiendo entre aquellas que pueden reproducir un régimen de competencia de mercado (Generación), y aquellas que, por su naturaleza económica monopólica, requieren una regulación de servicio público (Transporte y Distribución), con un sistema tarifario de precios máximos a fin de inducir a los prestadores del servicio hacia la eficiencia en la operación y a las transferencias de las ganancias de eficiencia hacia los usuarios.

Es decir, existe un esquema de diferenciación de funciones que distingue entre los cometidos de planificación y establecimiento de políticas (autoridad desconcentrada con competencia específica en la materia), otorgamiento de los títulos habilitantes (Estado Nacional concedente), prestación de los servicios (empresas privatizadas), regulación de los servicios y control público sobre los actores del sistema (Ente regulador descentralizado).

La operación técnica del sistema, es decir, el despacho de cargas y la administración económica del mercado está a cargo de CAMMESA que permite la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes (generadores, grandes usuarios y distribuidoras).

Se puede visualizar la organización del subsector en el cuadro e ilustración siguientes.



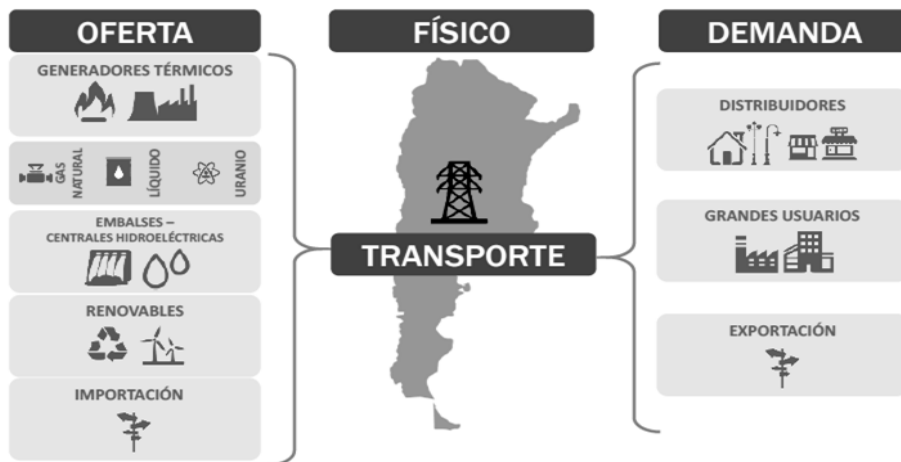
Auditoría General de la Nación

Cuadro 3: Organización del subsector eléctrico por tipo de actividad. Esquema de diferenciación de roles

Segmento	Tipo de Actividad	Jurisdicción	Costos de Referencia	Fijación de Costos de Referencia	Precios de Referencia (traslado a usuarios)	Fijación de Precios de Referencia	Alcance
Generación	Interés General	Nacional	Precio Monómico (Costo Pleno de Generación)	CAMMESA ⁽¹⁾	*Precio Estabilizado de la Energía *Precio de Referencia de la Potencia	Secretaría de Energía	Nacional/ Uniforme en todo el país (sólo admite discriminación por categoría de usuario)
Transporte Extra Alta Tensión	Servicio Público	Nacional	Valores Horarios a Aplicar al equipamiento regulado (en base a la determinación de la remuneración al Transportista)	ENRE	* Precio Estabilizado para el Transporte en Extra Alta Tensión	Secretaría de Energía	Nacional / Uniforme en todo el país
Transporte Distribución Troncal	Servicio Público	Nacional	Valores Horarios a Aplicar al equipamiento regulado (en base a la determinación de la remuneración al Transportista)	ENRE	*Precio Estabilizado para el Transporte por Distribución Troncal	Secretaría de Energía	Regional / Por Distribuidora
Distribución	Servicio Público	*EDENOR y EDESUR: Nacional *Resto: Provincial/Local	Valor Agregado de Distribución (en base a la determinación de la remuneración al Distribuidor)	ENRE (sólo en EDENOR y EDESUR)	*Valor Agregado de Distribución	ENRE (sólo en EDENOR y EDESUR)	Provincial / Local

(1) En base a la remuneración a los generadores, los Contratos de Abastecimiento vigentes y los costos de combustible.

Ilustración 2: Interacción entre oferta (Generación) y demanda (Distribución) de energía eléctrica



Fuente: Presentación SSEE en las audiencias públicas del precio de la energía 2022.

5.2. De la importancia de la interconexión eléctrica

En el marco regulatorio se denomina “Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica” a la actividad, sujeta a concesión, que tiene por objeto vincular eléctricamente, desde un punto de entrega hasta un punto de recepción, a los Generadores con los Distribuidores, los Grandes Usuarios o los nodos frontera, utilizando para ello instalaciones de propiedad de transportistas o de otros agentes del MEM, a una calidad determinada.



Auditoría General de la Nación

Debe tenerse presente que en sistemas socio-productivos complejos, la energía no siempre puede producirse en el lugar donde se consume, sea por falta de conveniencia económica, técnica e incluso ambiental.

La caracterización de un sistema eléctrico depende fundamentalmente de la ubicación de las fuentes primarias disponibles para la generación y la ubicación de los asentamientos humanos que requieren de esta energía. En este sentido, la red de transporte asegura el abastecimiento de la demanda de la manera más eficaz, eficiente y económica posible.

Si bien la operación y mantenimiento del sistema es una actividad monopólica sujeta a regulación tarifaria como la distribución, en el marco de cada contrato de concesión, la expansión del sistema de transporte es una actividad sujeta a competencia y reglas de mercado, con reglamentaciones propias en cuanto a desarrollo y financiamiento, cuestión que fue analizada en el examen especial sobre transporte eléctrico.

5.3.Revisiones Tarifarias Integrales de los servicios de transporte y distribución eléctrica

El marco regulatorio aprobado por ley 24.065 dispuso sendas regulaciones en materia tarifaria.

En efecto, el artículo 42 de la ley determinó que los contratos de concesión a transportistas y distribuidores incluirían un cuadro tarifario inicial válido por 5 años ajustable según los siguientes principios: a) Tarifas iniciales para cada tipo de servicio ofrecido determinadas según los artículo 40 y 41 de ley; b) Las tarifas subsiguientes que fijen el precio máximo para cada clase de servicios; c) El precio máximo será determinado por el Ente de acuerdo con los indicadores de mercados que reflejen los cambios de valor de bienes y/o servicios. Dichos indicadores serán a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones; d) Las tarifas estarán sujetas a ajustes que permitan reflejar cualquier cambio en los costos del concesionario, que éste no pueda controlar y e) En ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un



Auditoría General de la Nación

usuario o categoría de usuarios podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros usuarios.

El sistema de regulación tarifaria “price cap” o de “precios máximos” fue el adoptado desde el primer momento de las concesiones y su característica es la promoción de la eficiencia a partir de la posibilidad de las empresas de apropiarse de parte de la reducción de costos durante cada periodo quinquenal y de esta forma aumentar su rentabilidad.

No obstante, en el marco de las RTI de ambos segmentos, el esquema tarifario propuesto se acercó a un sistema de empresa eficiente o competencia por comparación (Yardstick competition), que consiste en fijar las tarifas sobre la base del costo de producción representativo de empresas comparables en topología, densidad de redes y niveles de consumo, etc. En caso de no ser posible la comparación, se acude a metodologías econométricas que faciliten la comparabilidad o bien se elabora una empresa modelo eficiente para usar como patrón de comparación (yardstick).

Ante la crisis de la convertibilidad y la declaración de emergencia económica establecida a partir de la Ley 25.561, se encargó al Poder Ejecutivo Nacional (PEN) la renegociación de los contratos de concesión de obras y servicios públicos. Dicho proceso culminó con el dictado de Actas Acuerdo de Renegociación Contractual (AA) a fin de ordenar la relación entre las partes con miras a una Revisión Tarifaria. Específicamente el artículo 9º de dicha ley estableció los siguientes criterios para la renegociación de los contratos de concesión: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas.

Durante ese período, se dispusieron otras herramientas que complementaron los acuerdos hasta el año 2016, momento en que se desarticuló la Unidad de Renegociación y Análisis de Servicios Públicos (en adelante UNIREN) y se inició el proceso de trabajo para la concreción de la nueva Revisión Tarifaria.



Auditoría General de la Nación

Esto sucedió en el marco del Decreto 134/15¹ que declaró la emergencia del sector eléctrico nacional e instruyó al ex MINEM para que elabore, ponga en vigencia, e implemente un programa de acciones necesarias para adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas, en los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional (art. 2º).

En cuanto al segmento de distribución, por Resolución ex MINEM 7/16 (BO 28/01/16) se instruyó al ENRE para que lleve a cabo los actos necesarios para la RTI de EDENOR y EDESUR, la que debía entrar en vigencia antes del 31/12/2016. En el caso del segmento de transporte, la instrucción fue dada a través de la Resolución ex MINEM 196/16 (BO 28/09/16)

5.3.1. Revisión Tarifaria Integral en el segmento de distribución

Como consecuencia de la instrucción impartida por Resolución ex MINEM 7/16, el ENRE dictó la Resolución 54/16, mediante la cual se dio inicio al procedimiento de RTI. Se llamó a concurso público para la contratación de los servicios de consultoría y por Resolución ENRE 55/16 se aprobó el programa de la RTI con los criterios, metodologías y el plan de trabajo.

El punto 9 de los “Criterios y metodología para el proceso de Revisión Tarifaria Integral”, estableció que las distribuidoras debían presentar los planes de inversión para los próximos 5 años posteriores a la entrada en vigencia de la RTI, segregando los montos destinados a expansión, renovación y a alcanzar la calidad de servicio y producto objetivo. Incluyó dentro del Costo Propio de Distribución distintos rubros a ser remunerados a las Distribuidoras por tal concepto y, por ende, cargados a las tarifas.

En la medida en que se desarrolle el plan de inversiones, la remuneración a las distribuidoras (el CPD), y por ende las tarifas, tenderán a incrementarse en términos reales durante el quinquenio. Tal efecto se compensó con reducciones al CPD originadas en un elemento esencial del sistema Price-Cap, previsto en el

¹ BO: 17/12/2015



Auditoría General de la Nación

artículo 42 de la Ley, que es la transferencia a los consumidores de ganancias de eficiencia que se espera que la empresa obtenga durante el quinquenio. La empresa se beneficiaría obteniendo ganancias de eficiencia mayores a las estimadas para el quinquenio.

El incremento en la remuneración a partir de las inversiones es reflejado por un factor, denominado “Factor Q”; la reducción en la remuneración por transferencia de eficiencias es denominado “Factor X”; el efecto neto entre ambos es denominado “Factor E”, y es el que determina la evolución del CPD en términos reales durante el quinquenio. Esta evolución de la tarifa en términos reales debe ser decreciente, de acuerdo al artículo 49 de la Ley.

Como resultado de la RTI, el ENRE aprobó por resoluciones 63/17 (BO: 01/02/17) y 64/17 (BO: 01/02/17) la remuneración anual reconocida a EDENOR y EDESUR, respectivamente y los siguientes anexos: 1) Procedimiento para la determinación del cuadro tarifario (Anexo XV); 2) Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones para el período 2017–2021 (Anexo XVI) y 3) Seguimiento físico del PI en el marco de la RTI (Anexo XVIII).

Las normas de calidad establecen las pautas principales para el control de la calidad del servicio, el cual se realiza de manera semestral. Las fechas de inicio de los semestres fueron fijadas el 01/03 y el 01/09 de cada año. En el caso de que el inicio del semestre no coincida con la entrada en vigencia de la RTI, será de aplicación a partir del segundo semestre de control.

La evaluación de la calidad del servicio técnico prestado se realiza sobre 2 indicadores individuales: 1) Frecuencia de interrupciones (cantidad de veces en un período determinado que se interrumpe el suministro a un usuario) y 2) Duración de la interrupción (tiempo sin suministro de cada interrupción) de manera semestral.

Para la medición de la calidad del servicio técnico, se utiliza la combinación de indicadores globales del sistema junto con indicadores individuales por usuario. La evolución de los indicadores globales semestrales incidirá en la determinación de las sanciones por apartamientos de los indicadores individuales.

Los indicadores globales a utilizar son: 1) Indicador de frecuencia de interrupción media del sistema (SAIFI), que representa, en un período determinado, la cantidad de interrupciones que afectaron a la cantidad de usuarios en promedio,



Auditoría General de la Nación

y se calcula como el total de usuarios interrumpidos sobre el total de usuarios abastecidos (interrupciones/usuarios semestre) y 2) Indicador de duración de interrupción media (SAIDI) que representa, en un período determinado, la duración total de la interrupción que afectó a los usuarios en promedio y se calcula como el total de horas usuarios interrumpidos sobre el total de usuarios abastecidos.

El Anexo establece trayectorias desde los niveles de calidad existentes en el punto de partida hacia niveles objetivo al final del quinquenio.

El punto de partida para cada sendero es el promedio del SAIDI y SAIFI de cada partido/comuna de los años 2014-2015, semestres 36 a 39, considerando el total de interrupciones, calculados sin el análisis de la fuerza mayor. El objetivo, por su parte se corresponde con la calidad media de referencia definida en las actas acuerdo, a ser alcanzados en el último semestre del quinquenio. El valor objetivo de cada comuna/partido, deberá llegar al promedio de los años 2000-2003, semestres 8 a 15 de cada comuna/partido.

A partir de la relación entre los indicadores globales reales SAIDI y SAIFI que las distribuidoras consigan con los valores del sendero de éstos, se determina un factor que afectará la bonificación total que se determine a través del mecanismo de factores individuales. Los niveles de calidad de servicio técnico se establecen por cada comuna de la CABA y por cada partido del conurbano bonaerense, con el fin de monitorear la calidad del servicio técnico con desagregación geográfica.

En el Anexo se establecen los senderos de reducción para cada partido/comuna de los indicadores globales, por semestre, para cada distribuidora y se establece la fórmula en la que se determinan dichos senderos.

Si en el semestre controlado algún usuario sufriera una mayor cantidad de cortes superiores a 3 minutos que los estipulados en el Anexo y/o si estuviera sin suministro más tiempo que el preestablecido, recibirá de la distribuidora, en el semestre posterior, un crédito en su facturación, proporcional a la energía no recibida en el semestre controlado. Se considerará la sumatoria de los minutos en que el usuario no tuvo servicio por encima de los límites establecidos.

La distribuidora deberá considerar en la determinación de la energía no suministrada las interrupciones mayores a 3 minutos una vez excedido alguno de los límites fijados como máximo, bastando que se supere uno de ellos para que



Auditoría General de la Nación

todas las interrupciones ocurridas a posteriori deban ser consideradas para dicho cálculo, incluido el excedente de tiempo respecto de aquella en que se haya superado el límite máximo de tiempo de interrupción fijado.

El cálculo de las bonificaciones a los usuarios por cortes en el servicio se realiza a partir de 4 conceptos: 1) Cálculo de la energía no suministrada (ENS) o no recibida por el usuario; 2) Costo de la energía no suministrada (CENS); 3) Factor del CENS y 4) Determinación de la bonificación base.

La ENS es igual a la sumatoria de los minutos en que el usuario no tuvo servicio por encima de los límites establecidos, multiplicado por el total de energía facturada en los últimos 12 meses y un factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria. Como resultado de la RTI, el CENS fue determinado por el ENRE como un valor fijo en pesos por KWh para cada categoría y se actualiza cada vez que se produzcan modificaciones del VAD, considerándose los ajustes otorgados y percibidos por la distribuidora acumulados al primer día de control que corresponda. Durante todo el período de control, el valor del CENS así determinado permanecerá constante.

5.3.1.1. La calidad de servicio y los electrodependientes

Existe un grupo de usuarios que por cuestiones de salud requieren de un suministro constante de energía. Ley 27.351 denomina “electrodependientes por cuestiones de salud” (UED) a las personas que requieran de un suministro eléctrico constante y en niveles de tensión adecuados para poder alimentar el equipamiento médico prescripto por un médico matriculado y que resulte necesario para evitar riesgos en su vida o su salud (Artículo 1º).

La Ley garantiza la prestación del servicio eléctrico domiciliario sin interrupciones, tratamiento tarifario especial gratuito, eximición de derechos de conexión, otorgamiento de una fuente alternativa de energía (FAE) sin cargo, previa petición, y una línea telefónica especial gratuita disponible las 24 hs.

La Ley previó que la difusión de los derechos otorgados estaría a cargo de la Secretaría de Energía. El ENRE, no obstante, dispone de la facultad de publicar



Auditoría General de la Nación

información y dar el asesoramiento que sea útil a todos los sujetos del sistema (Ley 24.065, artículo 56 inciso ñ).

Se estableció que el PEN asignaría las partidas presupuestarias necesarias para el cumplimiento de sus fines y designaría la Autoridad de Aplicación de la ley (Artículo 11), lo cual sucedió a través del Decreto 740/17, designándose en dicho rol a la Secretaría de Energía.

5.3.2. Revisión Tarifaria Integral en el segmento de transporte

El artículo 1° de la Resolución ex MINEM 196/16 instruyó al ENRE a llevar a cabo los actos necesarios para concretar la RTI antes del 31/01/17. El Ente dictó luego la Resolución 524/16 que aprobó el Programa para realizar el proceso de Revisión, explicitó los componentes regulatorios a definir y los criterios y la metodología aplicable a la que estarían sujetas las presentaciones de las transportistas.

Con relación a los principios generales, la propuesta tarifaria debía estar acorde a las directrices del marco regulatorio (citados en el punto previo) y reflejar el costo económico de los recursos involucrados en la función de transporte.

El ENRE debía asimismo definir un esquema con un valor de penalizaciones que induzca a la mejora de la operación y mantenimiento, estimule la inversión y mejore la calidad, minimizando la ocurrencia de fallas.

La Base de Capital Regulada (BCR), es una herramienta que permite el recupero del capital invertido e incluye un retorno razonable a lo largo de la vida de los activos. Permite al regulador calcular y estimar la tarifa necesaria para solventar la operación y mantenimiento y sostener el capital involucrado en la actividad a una tasa de rentabilidad. A su vez, provee un marco de referencia y previsibilidad en la prestación del servicio público estableciendo la transferencia de recursos de los usuarios hacia los transportistas para un período de tiempo determinado. Constituye un concepto relevante en el marco de las inversiones de las transportistas.

Los principios generales sobre la BCR no definieron las metodologías para su cálculo. El Ente optó por aplicar el enfoque financiero, a partir del costo histórico



Auditoría General de la Nación

ajustado por inversiones netas sin considerar el valor de reposición de los activos concesionados para las transportistas.

En el caso de las transportistas que tuvieron un proceso de revisión tarifaria previo, la metodología tomó como base de capital de referencia, a la calculada en la última revisión tarifaria, y a ese valor se le adicionó anualmente el de las inversiones realizadas con posterioridad, descontando los montos correspondientes a bajas y amortizaciones. Para mantener el valor real de los activos, la base sería actualizada según la evolución de índices oficiales.

Para aquellas transportistas sin revisión tarifaria previa, el importe de la base de capital inicial surgió como contrapartida de los aportes y del pasivo transferido al comenzar el contrato de concesión del servicio, menos el valor de la opción por actividades no reguladas.

Se considerarían sólo aquellas inversiones que correspondieran a la actividad regulada de la concesionaria, excluyéndose toda inversión de las no reguladas y aquellas realizadas con aporte de terceros y/o donaciones.

Las inversiones debían presentarse discriminando aquellas ejecutadas: i) con fondos propios; ii) con aporte de terceros y/o donaciones; y iii) para actividades no reguladas y los planes de inversión presentados para los cinco años posteriores a la entrada en vigencia de la RTI debían ser clasificados por tipo en: i) Reposición, ii) Calidad objetivo; iii) Seguridad pública y ambiental y otros.

Las transportistas objetaron los criterios fijados para el proceso, respecto a distintos puntos del cálculo de la BCR. Los principales puntos de controversia estuvieron vinculados al método de valuación de los activos y el valor del dólar para pesificar la BCR luego de la crisis del régimen de convertibilidad.

El ENRE rechazó las objeciones de varias empresas sobre los métodos alternativos de valuación y cálculo de la BCR al entender que “presentaron montos como Valor nuevo de Reposición (VNR) y Valor Total Depreciado (VTD) a diciembre de 2015 que no son representativos del valor actual de los bienes o activos que integran hoy el sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión, y consecuentemente, no responden al criterio definido en la cláusula 14.1.8 del Acta Acuerdo UNIREN porque: no constituyen el costo actual de reemplazar todas las instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de transporte, sino que



Auditoría General de la Nación

se limita a actualizar con índices específicos de precios, los valores resultantes de una auditoría técnica realizada hace más de 10 años; los valores de dicha auditoría de bienes responden a los bienes existentes en el año 2005 y, su actualización, no toma en consideración las incorporaciones y bajas posteriores; el estado de las instalaciones que integraban el sistema de transporte en el año 2005 no es el mismo en la actualidad, ya que acumulan 10 años más de desgaste por uso y se desconoce el estado de conservación actual de los mismos”.

Es decir, el ENRE admitió desconocer el estado de conservación actual de los bienes existentes, al tratar las presentaciones de las concesionarias.

El régimen de calidad fijó como parámetro las indisponibilidades registradas entre 2011 y 2015 para calcular la calidad base y los objetivos del quinquenio².

La Resolución ENRE 552/16 (BO: 28/10/16) aprobó el Régimen de Afectación de Sanciones por Calidad Objetivo del Sistema de Alta Tensión y por Distribución Troncal, modificado a través de su similar 580/16 (11/11/16). De la comparación de ambas resoluciones surgió que los senderos de mejora propuestos fueron disímiles y que finalmente se adoptó el menos exigente para las concesionarias.

La calidad histórica fue determinada durante el proceso aprobatorio de la RTI para cada transportista y el período para el cálculo de la calidad histórica del servicio, el Valor Base (Promedio del indicador de calidad - VB), abarcó la calidad alcanzada por las transportistas entre los años 2011 y 2015.

² Para ello construyó el índice compuesto DIMA (Disponibilidad Media Anual Móvil de la Concesionaria), que implica una combinación lineal de 4 índices que representan las disponibilidades de los equipos: 1) DLF (disponibilidad media anual móvil de salidas de líneas forzadas), 2) DLP (disponibilidad media anual móvil de líneas programadas), 3) DTN (disponibilidad de media anual móvil de transformadores que originan Energía No Suministrada (ENS)), y 4) DCF (disponibilidad media anual móvil de conexiones forzadas). De la definición de este índice, surge que las Salidas de Líneas Forzadas (DLF) y los Transformadores que originan ENS (DTN) son las disponibilidades más importantes, ya que la sumatoria de sus ponderaciones representa el 90% del valor del DIMA para un mes determinado.

Un equipo se encuentra indisponible cuando esté fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra. Las siguientes son definiciones vinculadas a este concepto: i) indisponibilidad programada: el equipamiento asociado al servicio que se encuentre fuera de servicio como consecuencia de mantenimientos programados; ii) Indisponibilidad forzada: indisponibilidades del equipamiento cuya causal no proviniera de órdenes de operación impartidas por el administrador del mercado o en condición de indisponibilidad programada y iii) Indisponibilidades que producen ENS: se considera que un equipo da origen a energía no suministrada cuando por su causa se ve limitado parcial o totalmente el suministro de energía eléctrica requerido por algún consumidor.

Con el historial de indisponibilidades, y del cálculo de los DIMA durante el período previo, se determinó: a) El valor Máximo (VM) de la serie de DIMAS, b) El Valor Base (VB) que es el promedio de los DIMAS entre 2011 y 2015, c) El Valor Objetivo Inicial ($VOI = VB - (VM - VB)/2$) y d) El Salto Anual ($SA = (VM - VB)/4$).

Al determinar el Valor Objetivo Inicial (VOI) y el Salto Anual (SA), se calcularon los Valores Objetivo anuales (VO_n) para cada año para cada transportista.



Auditoría General de la Nación

El sendero de calidad resultante del proceso RTI estableció niveles anuales de calidad (Valor Objetivo – VOn) inferiores al Valor Base. El último valor objetivo del quinquenio del período tarifario (VO5), por definición del régimen de calidad, es menor al valor histórico, que es la calidad promedio lograda por las concesionarias.

5.4. Expansión del sistema de transporte eléctrico

El marco regulatorio del sector eléctrico establece que, en los contratos de concesión, la remuneración de las empresas transportistas debe atender sus costos de operación y mantenimiento, sin contemplar responsabilidades adicionales para financiar las ampliaciones del sistema que se consideren necesarias.

El deber de invertir de las concesionarias se limita a atender la operación y mantenimiento de las redes existentes que gestionan y las ampliaciones quedan a cargo de los interesados directos.

La intención de la norma, en el contexto histórico de sanción del marco regulatorio, fue favorecer los incentivos de mercado, es decir la competencia entre privados interesados en las ampliaciones, y por ende una expansión eficiente del sistema.

Durante los primeros años de funcionamiento del marco regulatorio, el sistema fue insuficiente para generar dichos incentivos, lo cual se evidenció en el retraso de expansiones largamente planeadas y dilatadas en su concreción. La línea del Comahue y la segunda línea de Yacyretá son ejemplos concretos de las dificultades mencionadas, destacándose que ambas fueron financiadas por el Estado nacional y planificadas incluso antes de la sanción del marco regulatorio.

La introducción de un sistema competitivo para el desarrollo de las ampliaciones implicó una descentralización de la planificación y financiamiento de las obras a desarrollarse en el segmento. Este diseño persiguió la mejora a partir de la competencia, buscando eficiencias y reducciones de costos en el desarrollo de las obras. Sin embargo, significó un inconveniente para la concreción de obras de gran escala, beneficiosas para el conjunto del sistema.

En el año 2000, ante las deficiencias de ampliaciones en el sistema de transporte, la SE lanzó un conjunto de normas y procedimientos para expandir el sistema de transporte en Alta Tensión para el abastecimiento de la demanda o la



Auditoría General de la Nación

interconexión de regiones eléctricas para mejorar la calidad y/o seguridad del sistema.

Este conjunto de normas y procedimientos fue denominado luego, en el año 2003 con la sanción de la Ley 25.822, Plan Federal de Transporte Eléctrico (BO 10/12/03). La norma inaugural fue la Resolución SE 657/99 que modificó el valor del recargo sobre las tarifas que pagan los compradores en el MEM, creado por el artículo 30 de la Ley 15.336, destinado al Fondo Nacional de Energía Eléctrica (FNEE) y dispuso la constitución de un Fondo Fiduciario para el transporte eléctrico federal (FFTEF), según Resolución SE 174/00.

Se instrumentaron mecanismos normativos para impulsar obras de gran escala, delimitando un conjunto de interconexiones necesarias y concentrando recursos para su financiamiento, tendiendo nuevamente hacia cierta centralidad.

Esta iniciativa concretó las primeras interconexiones a partir de 2006. Su efectividad se alcanzó mediante un nuevo ordenamiento que, a través de distintas agencias, concertó las obras a desarrollar (planificar) y concentró recursos por intermedio de fondos eléctricos, préstamos internacionales y aportes directos del Tesoro Nacional.

La mayor centralidad en la decisión y en el financiamiento, facilitó la concreción de obras, aunque requirió de un gasto estatal sostenido que, en vista de los distintos escenarios macroeconómicos transcurridos, y específicamente las restricciones fiscales, presentaron un riesgo para la sostenibilidad del modelo de gestión.

A partir del año 2016, el Estado Nacional consideró que la causa de los problemas del sector energético en general, era que los precios, y con ellos las señales de incentivos, estaban distorsionados por una participación no sustentable de subsidios en el cubrimiento de los costos. Esta mirada implicó volver a considerar los principios del marco regulatorio en cuanto a conjunto de incentivos y señales idóneas para ordenar los segmentos.

Así, la liberación de los precios de los segmentos desregulados y una readecuación de las tarifas redeterminarían las ecuaciones económicas de los distintos segmentos, y con ello aumentarían las inversiones, y se reestablecerían los mecanismos de competencia.



Auditoría General de la Nación

En este período, se verificó un importante desarrollo de los segmentos no regulados, tanto en el sector hidrocarburífero, como en el eléctrico. Se completaron las RTI en ambos casos para los tramos regulados, y en términos generales, el costo de la energía eléctrica no tuvo reducciones significativas. Si bien el aumento de la producción de gas natural, redujo los requisitos de combustibles líquidos, el aumento del precio del gas, morigeró la reducción del costo esperable por el desplazamiento de combustibles caros y contaminantes.

Por otro lado, la reducción de los subsidios, en un contexto en donde el costo de la energía eléctrica osciló entre 69 y 76 USD/MWh, encontró un límite socio-económico.

Ni el aumento de recursos para los tramos regulados, establecidos en las revisiones tarifarias, ni los incentivos a la producción de hidrocarburos y de la generación eléctrica, fueron acompañados por la incorporación de infraestructura para evacuar los mayores volúmenes de gas y los mayores flujos de carga, respectivamente. Ambos segmentos (producción de gas y generación eléctrica), recibieron mayores recursos y expandieron la capacidad de producción, sin embargo, enfrentaron limitaciones físicas por restricciones y déficits de capacidad para evacuar sus excedentes.

Tanto el gasoducto que refuerza el vínculo entre el complejo “Vaca Muerta”, como las nuevas líneas eléctricas y estaciones transformadoras proyectadas en los últimos planes estatales, volvieron a ser proyectados centralizadamente, con injerencia estatal en el diseño y la financiación.

La planificación estatal durante ese período analizó comparativamente las alternativas en los esquemas regulatorios de la región, especificando las particularidades de la regulación vernácula. Planteó una planificación para la expansión del Transporte eléctrico de largo plazo, contemplando 72 escenarios, a partir de la parametrización de tres variables primarias: i) crecimiento de la demanda, ii) costo de desarrollo de nuevas tecnologías y iii) estrategias de generación.

La propuesta consistió en un “Plan de Expansión Coordinado”, que revalorizó la centralidad de la planificación en detrimento de la descentralización propiciada originalmente por el marco regulatorio. Contuvo los elementos a



Auditoría General de la Nación

modificar de la normativa vigente, los horizontes temporales a considerar, los supuestos y la organización institucional idónea bajo esos criterios para impulsarlo. Esta propuesta fue plasmada en la estructuración de la Unidad Especial Sistema de Transmisión de Energía Eléctrica (UESTEE) como unidad planificadora e iniciadora de las obras de expansión en 2019.

Complementariamente, el mecanismo de financiamiento propuesto fue el de la modalidad Participación Público Privada (PPP), como mecanismo novedoso para ampliar las redes. Se constató en los informes que dicha modalidad no logró ejecutar ninguna de las fases planeadas por el plan Transportar. La primera fase licitada bajo este esquema, no logró adjudicarse.

6. PAUTAS Y LINEAMIENTOS QUE SURGEN DE LOS TRABAJOS REALIZADOS

6.1. La implementación de las políticas, programas y acciones públicas en el sector eléctrico requieren de un proceso de planificación eficiente y oportuno, que asegure el cumplimiento de los objetivos fijados y la obtención de los resultados esperados.

La planificación pública constituye una actividad técnico-política que lleva adelante el Estado, con el fin de intervenir de forma deliberada en la gestión y resolución de los problemas que se presentan en una sociedad, articulando las demandas sociales y los recursos estatales, con miras a un equilibrio entre ambos intereses.

El proceso de planificación en el sector eléctrico exige metas a corto, mediano y largo plazo, que contemplen riesgos, probabilidad de ocurrencia y forma de mitigación. También exige el establecimiento de objetivos claros y precisos, a partir del conocimiento exhaustivo del estado de situación de cada segmento, de sus necesidades y debilidades.

En el marco del programa Renovar la AGN advirtió la ausencia de un marco jurídico integral que agrupe las rondas licitatorias, establezca reglas comunes y objetivos detallados y específicos, así como la falta de definición de metas e



Auditoría General de la Nación

indicadores con relación a elementos esenciales del programa, tales como precio y potencia³.

La debilidad en la planificación señalada impidió medir la eficacia y la efectividad de las políticas implementadas a través del Programa. También se advirtió un cierto grado de improvisación en su implementación, ya que no se encontraron fundamentos explícitos que den cuenta de la necesidad de la cantidad de potencia licitada, ni de las expectativas vinculadas con la evolución de precios en el sector.

Considerando el condicionamiento mutuo que existe entre los segmentos de generación y transporte, la AGN también observó que la política renovable no consideró las limitaciones en el acceso al segmento de transporte para inyectar en el sistema la potencia generada por las nuevas centrales. La capacidad de transporte era un recurso escaso y de uso intensivo que requería ser administrado eficiente y coordinadamente.

En las primeras rondas se previó que la potencia adjudicada comprometiera capacidad en las líneas de transporte de alta y extra alta tensión, teniendo los proyectos asociados prioridad en el despacho. Luego, con las sucesivas rondas y las diferentes iniciativas para contratar potencia, las líneas comenzaron a saturarse, ante lo cual la Autoridad de Aplicación buscó alternativas de solución⁴⁵.

Teniendo en cuenta que los objetivos de diversificación y federalización de la matriz energética implican el desarrollo de distintas tecnologías de generación de energía y la distribución geográfica de los proyectos, resultaba fundamental para el aprovechamiento de los recursos renovables de las distintas regiones del país, conocer los recursos potenciales de cada región y organizar un esquema de incorporación de proyectos renovables en base a la calidad del recurso y las distintas necesidades de infraestructura eléctrica.

En el estudio especial sobre transporte de energía eléctrica, donde se plantearon las dificultades para la expansión de las líneas de transporte a partir de la sanción del marco regulatorio en el año 1992 y se explicaron las soluciones

³ Hallazgo 4.1. Informe Renovar

⁴ Hallazgos 4.2. y 4.11 Informe Renovar

⁵ Tal es el caso de la cláusula "take or pay" en la ronda 2 que buscó mitigar el riesgo a proyectos asociados a ampliaciones futuras en la red de transporte, priorizando estas últimas y resguardando los pagos.



Auditoría General de la Nación

implementadas en los distintos períodos, se destacó la importancia de la planificación estatal a largo plazo para llevar adelante las ampliaciones en la red de transporte⁶.

Por su parte, en el informe de transporte de energía eléctrica, se advirtió sobre la importancia del Plan Estratégico como herramienta necesaria para definir metas e indicadores que permitan monitorear y evaluar el desempeño no solo de las empresas reguladas, sino también de la SE como Autoridad de Aplicación y del propio Ente Regulador. En este sentido, las autoridades que tuvieron a su cargo la planificación del proceso de RTI carecieron de este instrumento⁷.

También se reparó sobre la insuficiencia e ineficacia en la planificación del proceso de RTI respecto de la definición de los objetivos para revertir el estado de situación en que se encontraba el servicio público y la red de transporte eléctrico, descritos en los informes técnicos que motivaron el Decreto 134/15, de emergencia energética⁸.

Por último, en la planificación de la RTI de distribución, se detectaron insuficiencias normativas consistentes en la ausencia de criterios para la presentación de las propuestas tarifarias de las distribuidoras, de los procedimientos definidos para la evaluación y control por parte del ENRE y en la falta de intervención del ENRE en la etapa de planificación y elaboración de los planes de inversión de las distribuidoras⁹.

Los desvíos en la planificación pueden generar obstáculos en el logro de los objetivos de las políticas públicas e impactan de manera directa en las dimensiones de desempeño evaluadas por la AGN.

6.2. Para asegurar el cumplimiento de los objetivos fijados en las intervenciones analizadas del sector eléctrico, la obtención de los resultados esperados y la sostenibilidad de las acciones, es necesario que los organismos que participan en la gestión de las políticas actúen

⁶ Conclusiones del Examen Especial sobre transporte eléctrico.

⁷ Hallazgo 4.1. del Informe sobre transporte eléctrico.

⁸ Hallazgo 4.2. del informe sobre transporte eléctrico

⁹ Hallazgos 4.1. de los informes de RTI de distribución y planes de inversión de distribución y 4.3.1. del informe de planes de inversión de la RTI de distribución



Auditoría General de la Nación

de manera coordinada, comprendiendo que las decisiones tomadas para un segmento, tienen impacto en el resto de ellos.

La interdependencia de los segmentos del sector eléctrico, exige políticas públicas coordinadas entre los actores del sector. Los roles de los organismos involucrados (Autoridad de aplicación, Entes Reguladores, CAMMESA, Empresas del Estado, etc.) deben encontrarse lo suficientemente definidos para evitar interferencias y asegurar la provisión del Servicio Público en condiciones óptimas de calidad, cantidad y precio.

Por su parte, la sostenibilidad de las acciones alude a la permanencia de los resultados obtenidos por una intervención gubernamental. Es decir, a las características del diseño de la intervención gubernamental que favorecen la consecución de resultados definitivos, que permanecerán incluso después de que se concluyan las actividades de la misma.

En el Examen Especial sobre transporte eléctrico, se expuso respecto de la vinculación de la configuración en prospectiva de las redes, con las decisiones de políticas productivas, climáticas, de hidrocarburos y de generación renovable no convencional. Estas vinculaciones tienen una escala que trasciende el nivel de los planes de los agentes individuales o de un mercado en particular. Representan un desafío de coordinación y complementación territorial e intersectorial, que ameritan una visión centralizada, con distintos horizontes temporales.

El condicionante a la política renovable, evidenció la necesidad de coordinar los distintos segmentos eléctricos, ya que su estancamiento, impidió el ingreso de nuevos generadores, en general menos costosos, con incorporación de nuevas tecnologías, que hubieran reportado beneficios a los usuarios de la energía, y reducido el costo de la energía renovable¹⁰.

Asimismo, y con relación al concepto de coordinación entre áreas participantes de una misma política pública, la política renovable requirió coordinación entre la SE y el Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) con funciones de colaboración en cuestiones atinentes a auditorías y la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), con competencia en otorgamiento de

¹⁰ Punto 4.3. (Corolario) Examen Especial Transporte de energía eléctrica



Auditoría General de la Nación

beneficios fiscales, en tanto herramienta de fomento del programa. Tan clara es la necesidad de coordinación, que la reglamentación para la emisión, utilización y cesión de este beneficio se materializó a través de una Resolución Conjunta¹¹.

En el segmento de transporte, la AGN detectó falta de coordinación entre el diagnóstico de la Autoridad de Aplicación que instruyó el proceso de RTI y las acciones establecidas por el ENRE para normalizar el sector y revertir el estado diagnosticado de las inversiones.

Efectivamente, durante el período de aprobación de la RTI, dentro del plazo de la emergencia establecida por el Decreto 134/15, el seguimiento físico de inversiones de los planes previos, detectó severos incumplimientos en la realización de las inversiones acordadas. Luego, en los expedientes aprobatorios de la RTI no se incluyeron análisis respecto del tratamiento de las inversiones de los acuerdos previos, que alcanzaban a bienes esenciales para la prestación del servicio público, al tratarse de fuentes de financiamiento diferentes.

La combinación de dichos factores requería la intervención y coordinación por parte de los órganos ejecutivos y regulatorios para diseñar un dispositivo que garantice las inversiones, teniendo en cuenta las dificultades observadas en planes previos y las debilidades citadas¹².

Por último, en el informe sobre los planes de inversión de distribución, se observó la falta de coordinación entre áreas del ENRE durante las tareas de control de ejecución de los planes de inversión, específicamente en la División de Inspección Técnica (DTI) y el Área de Auditoría Económico Financiera y Revisión tarifaria (AAEFyRT).

La Auditoría entendió que aún en contextos de economía inflacionaria, donde los grados de avance físico y económico de las obras pueden no resultar coincidentes, el ENRE debe realizar controles integrales que certifiquen una razonable correspondencia entre la ejecución física y económica de las obras, con atención a variables que permitan hacer comparables ambos aspectos, o bien a explicar a través de sus informes, los motivos de los desfases producidos¹³.

¹¹ Resolución Conjunta AFIP y SGE 4618/19

¹² Hallazgo 4.5. Informe sobre transporte eléctrico.

¹³ Hallazgo 4.3.3. del informe sobre planes de inversión en distribución.



Auditoría General de la Nación

De lo expuesto se advierte que el concepto de coordinación debe encontrarse presente no solo entre las políticas de cada segmento del sector (generación, transporte y distribución) sino también en cada segmento, en los organismos intervinientes y entre áreas de cada organismo.

6.3. Las inversiones resultan un factor determinante en los tres segmentos eléctricos. En transporte y distribución es fundamental la injerencia de los organismos regulatorios para su aprobación, y asimismo efectuar un riguroso monitoreo para velar por su cumplimiento.

Los informes de auditoría contienen hallazgos sobre la inversión en los tres segmentos que componen el subsector eléctrico, con distintos alcances.

En transporte y distribución, se analizaron los dispositivos regulatorios para controlar su despliegue y su impacto en la calidad del servicio. Respecto a la generación, se advirtió la importancia relativa de disponer de información fidedigna respecto a su valor, para comprender el costo eficiente de la energía y el alcance y razonabilidad de los beneficios fiscales otorgados para el desarrollo de la generación renovable. Por su parte, el Estudio Especial, expuso los mecanismos regulatorios que ordenan la inversión en el transporte eléctrico y su desempeño en una dimensión histórica, concluyendo que existe un problema para expandir y adecuar la capacidad de transporte.

Tanto en los segmentos regulados (Transporte y distribución) como en los no regulados (Generación), la inversión es un componente económico fundamental para el mantenimiento, sostenibilidad y mejora del servicio eléctrico.

Los sistemas tarifarios contenidos en el marco regulatorio, otorgaron inicialmente a los prestadores del servicio, discrecionalidad respecto a la definición de las inversiones necesarias, hecho que fue atemperado y progresivamente controlado por el regulador en el período de transición (2002-2016) mediante las Actas Acuerdos como instrumento normativo.

Si bien el marco regulatorio dio igual tratamiento a las inversiones en transporte y distribución orientadas a la operación y el mantenimiento de los servicios públicos, dispuso dos regímenes diferenciados entre la distribución y el transporte eléctrico para las ampliaciones de las redes. En el primer caso



Auditoría General de la Nación

(distribución), las ampliaciones están incluidas en las tarifas de las distribuidoras, y por ende en los planes de inversión examinados por la AGN en sus informes de auditoría. Por el contrario, en el caso del transporte, las ampliaciones de las redes no forman parte de la tarifa de las transportistas, por ende, no son obligaciones de éstas, sino que recaen en las necesidades y acuerdos de los distintos agentes que integran el mercado eléctrico.

- **Inversiones reguladas en los servicios públicos eléctricos**

Existe un problema regulatorio bajo el modelo de price-cap: mayores recursos destinados a las concesiones, no necesariamente implican aumentos proporcionales en las inversiones. Este punto está íntimamente ligado con los controles incrementales que las distintas gestiones implementaron para monitorear y ejercer sus funciones respecto a los servicios públicos. Administraciones con distintos objetivos de política energética, coincidieron en el sostenimiento de controles sobre las inversiones, limitaron la discrecionalidad de los concesionarios, y habilitaron instancias de control y aprobación sobre las inversiones a ser desplegadas sobre los períodos tarifarios.

Estos controles cobran mayor materialidad en contextos de inestabilidad macroeconómica y de recurrentes crisis que atentan contra el incremento y continuidad de las inversiones en los servicios públicos.

Otro factor que aumenta su relevancia, es la asimetría informativa entre regulador y regulado. Los sistemas de precios máximos, en escenarios macroeconómicos inflacionarios, agravan los riesgos de incorporar costos que atenten contra la eficiencia de la prestación.

La relación entre costos operativos (OPEX) y gastos de capital (CAPEX), que tienen distintas velocidades de amortización para los concesionarios, estuvo permanentemente en tensión, y el regulador intentó reducir la asimetría mediante controles, instancias de aprobación y sanción de incumplimientos en orden de balancear y mitigar estos riesgos.

La AGN, destacó tanto los problemas y déficits de los controles, así como su necesidad y la importancia del fortalecimiento de las capacidades regulatorias y de control del ENRE.



Auditoría General de la Nación

En los planes de inversión de las transportistas y de las distribuidoras se señalaron los aspectos positivos y negativos de los controles a las inversiones. Entre los aspectos positivos, los controles desplegados mostraron capacidad de detección de los incumplimientos. El Ente Regulador mostró proactividad y eficazmente detectó los desvíos respecto a las metas de ejecución de los planes.

Concurrentemente, déficits en su diseño, la incapacidad de combinar los controles físicos y económico-financieros, la ausencia de un oportuno dispositivo sancionatorio ante los desvíos, la calidad de información suministrada durante el proceso aprobatorio, la falta de jerarquización de obras e inversiones críticas redujeron la capacidad preventiva y correctiva de los controles¹⁴.

En el caso de las distribuidoras, las auditorías detectaron desvíos respecto a los planes aprobados. En el caso de EDENOR, el incumplimiento registrado alcanzó el 39,6% del plan de inversión 2017. Mientras que EDESUR, mostró desvíos en obras de AT, desviando recursos hacia el adelantamiento de obras de MT y BT, no contempladas en el plan 2017.

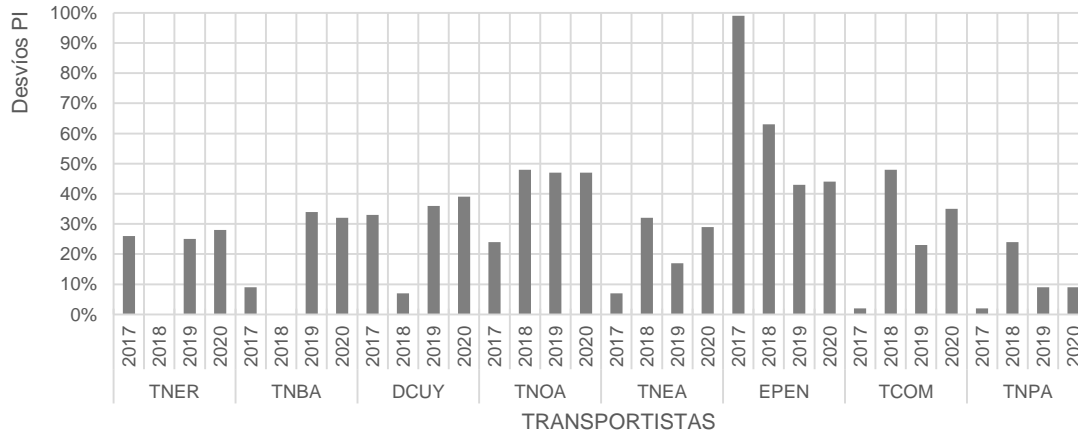
En el caso de las transportistas, el período auditado permitió evaluar un mayor conjunto de planes anuales, detectando resultados consistentes con los relevados en distribución. Las transportistas en términos generales, no cumplieron las metas de inversión de la RTI, se constataron desvíos en su ejecución y retrasos en el progreso anual de los planes. En el último año del período auditado (cuarto año del quinquenio) se detectaron desvíos significativos en 7 de 8 transportistas y los incumplimientos de los planes anuales oscilaron en su mayoría, entre 25 y 45%.

¹⁴ Hallazgos 4.3. y 4.6. informe sobre inversiones en distribución y hallazgos 4.9, 4.10 y 4.14 sobre transporte de energía eléctrica



Auditoría General de la Nación

Gráfico 2: Incumplimientos de los planes de inversión por transportista (2017-2020)



Fuente: Elaboración propia a partir de los informes de la DIT. Informe de auditoría PI-TEE.

Existe una estrecha vinculación entre el plan de inversiones presentado, la calidad del servicio (como parte de las obras a desarrollar) y el factor Q como mecanismo para el ajuste de los ingresos tarifarios, en el caso de la distribución eléctrica.

- **Inversiones en proyectos renovables de generación eléctrica**

En el subsector de generación eléctrica, el Estado Nacional diseñó el programa Renovar para concentrar inversiones en el desarrollo del sector renovable, y cumplir con los objetivos nacionales adoptados. Aquí nuevamente operó la asimetría informativa, a la hora de evaluar el costo de las inversiones, y definir variables relevantes como costos del financiamiento, de los proyectos y de la energía esperable.

En este caso, el costo de las inversiones para el desarrollo renovable, era una variable a ser considerada para establecer rangos de precios máximos de las rondas licitatorias, calcular el impacto del costo de la energía en el mercado eléctrico mayorista y determinar la cobertura de los beneficios fiscales en el costo total de los proyectos.

El desconocimiento de estas variables, impidió al auditado establecer un marco de evaluación del desempeño del programa, en términos de eficiencia. A su vez, entendiendo el gran potencial eólico y solar fotovoltaico nacional, una incorrecta estimación de estas variables, podría dar lugar a rentas extraordinarias,



Auditoría General de la Nación

y a dislocar el equilibrio entre los beneficios para los generadores y los usuarios de la energía eléctrica.

De los expedientes administrativos de las rondas 1, 1.5, 2 y 3 surgen agregados los informes técnicos de precios máximos para cada ronda, de donde no se advirtió sustento técnico para cuestiones tales como la TIR de los proyectos, la sensibilización del CAPEX y/o el costo del financiamiento; para justificar los modelos aplicados a cada ronda que, en definitiva, son los que determinan los precios máximos. La auditoría consultó a la SE si se habían considerado precios objetivos o escenarios de precios para la energía renovable a licitar y solicitó información sobre la estructura o modelo de costos de los proyectos por tecnología y ronda. También preguntó si se habían realizado estudios de precios comparativos sobre procesos licitatorios similares de mercados eléctricos comparables. La SE respondió que no disponía de la información solicitada.

La propia Dirección Nacional de Energías Renovables, reconoció en los informes técnicos¹⁵ de los expedientes de la primera ronda del Renovar la falta de estadísticas precisas en la Argentina asociadas al desarrollo de proyectos de generación de energía provenientes de fuentes renovables. Dicho efecto expuso al programa y a los beneficios fiscales ante la incertidumbre respecto de los costos reales de inversión que tendrían los proyectos adjudicados durante 2016.

Dentro de los objetivos del régimen de fomento y entre los instrumentos incorporados por el régimen de beneficios fiscales, el certificado fiscal consistió en un beneficio para los proyectos que integraran componentes nacionales en la construcción de las plantas generadoras renovables. La AGN verificó la nula ejecución del instrumento, problemas en el control por parte de la SE y de coordinación con el INTI para relevar el cumplimiento del Componente Nacional Declarado en los proyectos adjudicados¹⁶.

¹⁵ IF-2017-17393239-APN-DNER#MEM de la DNER

¹⁶ Hallazgo 4.15 informe Renovar.



Auditoría General de la Nación

- **Inversiones en expansión del sistema de transporte eléctrico**

Por último, la AGN analizó la evolución de las inversiones y el funcionamiento de los mecanismos regulatorios para la ampliación del sistema de transporte eléctrico.

El análisis histórico del marco regulatorio eléctrico, permitió indagar en el diseño de un sistema regulatorio competitivo para el desarrollo de las ampliaciones que implicó la descentralización de la planificación y financiamiento de las obras a desarrollarse en el segmento. Este diseño persiguió la mejora a partir de la competencia, buscando eficiencias y reducciones de costos en el desarrollo de las obras. Sin embargo, significó un inconveniente para la concreción de obras de gran escala, con beneficios para el conjunto del sistema.

Posteriormente se instrumentaron los Planes Federales (PF I y II) de transporte eléctrico, como mecanismos normativos para impulsar obras de gran escala, delimitando un conjunto de interconexiones necesarias y concentrando recursos para su financiamiento, tendiendo nuevamente hacia cierta centralidad estatal.

La mayor centralidad en la decisión de las ampliaciones y en su financiamiento, facilitó la concreción de obras, aunque requirió de un gasto estatal sostenido que, en vista de los distintos escenarios macroeconómicos transcurridos, y específicamente las restricciones fiscales, presentaron un riesgo para la sostenibilidad del modelo de gestión.

La última innovación regulatoria fue el mecanismo de financiamiento bajo la modalidad PPP. La incorporación de la iniciativa público-privada como dispositivo novedoso para ampliar las redes, no logró ejecutar ninguna de las fases proyectadas. La primera fase licitada bajo este esquema, no logró adjudicarse.

La causa de los recurrentes déficits del transporte eléctrico, explicados por la subinversión en la expansión del segmento, pueden resumirse en los siguientes ejes problemáticos:

- Diseño del marco regulatorio que estableció mecanismos deficientes para ampliaciones de gran escala de las redes,



Auditoría General de la Nación

- Descentralización de la planificación y de la decisión de inversión para ampliaciones de gran escala con beneficios potenciales para todo el sistema eléctrico,
- Dificultades persistentes (y transversales a todos los servicios públicos) para financiar y costear el mantenimiento y expansión de la infraestructura requerida.

Se evidenció en este período, que la expansión del segmento de generación eléctrica fue obturada por las dificultades de desarrollar oportuna y armónicamente el sistema de transporte. La falta de capacidad de transporte y transformación del SADI, frenó el ritmo de expansión de las energías renovables. La ralentización de la incorporación de energías renovables a menor costo, la subutilización de los recursos eólicos y solares de gran potencial en las regiones mencionadas, repercutieron en el costo de la energía y en la sustitución de generadores más ineficientes y costosos¹⁷.

En el siguiente gráfico se expone la evolución de la potencia adjudicada por ronda y el precio promedio ponderado de la energía resultante del programa Renovar. Se puede apreciar el impacto de la falta de capacidad de transporte tanto en la disminución de la potencia licitada, como en los precios obtenidos de la ronda 3 (MiniRen), en comparación con la ronda 2.

¹⁷ Conclusiones Examen Especial sobre transporte eléctrico



Auditoría General de la Nación

Gráfico 3: Transporte eléctrico y desarrollo de energías renovables

CAPACIDAD TRANSPORTE ELÉCTRICO

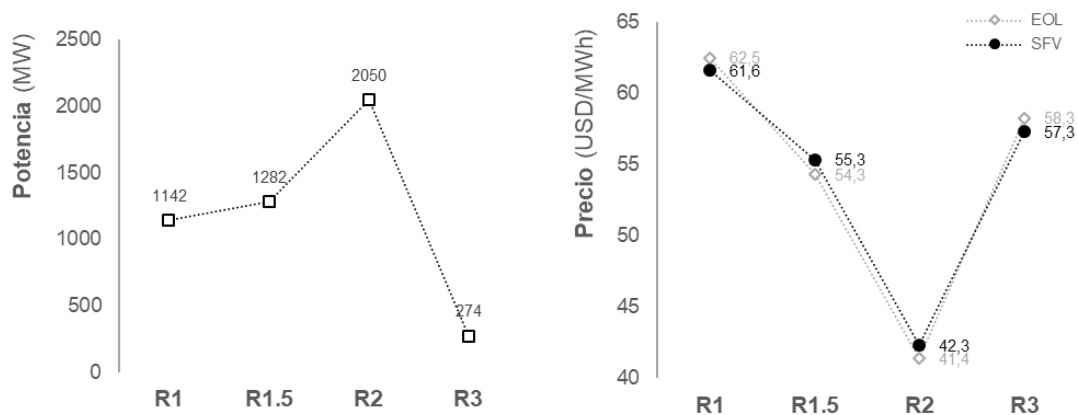
Traslado a redes eléctricas de distribución (MiniRen).

Disminución de la potencia licitada y adjudicada.

Reducción de la escala de los proyectos.

Aumento del costo de la energía.

Desaceleración de la expansión renovable.



Fuente: Elaboración propia Informe de auditoría Renovar.

En los meses de invierno y verano, y en las horas de mayor requerimiento del sistema, el sistema eléctrico es exigido integralmente para alcanzar a abastecer un pico de demanda horaria. La falta de inversiones para adecuar el transporte eléctrico y aumentar su capacidad de respuesta ante mayores requerimientos, aumenta la presión sobre los equipos instalados, obliga a operar parte de los componentes fuera de sus parámetros de diseño, y por ende aumenta la probabilidad de fallas forzadas, daño de instalaciones, desgaste acelerado del equipo, y de energía no suministrada en horas de alta demanda.

La ampliación de las redes de transporte es condición necesaria para la expansión de la producción y el cubrimiento de una demanda con tendencias hacia la electrificación de nuevos consumos. El crecimiento del producto bruto interno, y las perspectivas de la electrificación paulatina de la movilidad y el transporte urbano, implican demandas crecientes de energía.

Del análisis de las Guías de Referencia (GR) de las transportistas eléctricas, se observó que las obras propuestas para un adecuado suministro



Auditoría General de la Nación

eléctrico en prospectiva, no se concretaron en los plazos esperados, y que la urgencia por su realización aumentó, complejizando las tareas e incrementando los costos para su realización. A medida que se saturan las líneas y las estaciones transformadoras, el tiempo que requieren las obras de ampliación, dificultan la operación e incrementan los riesgos de fallas en las líneas áreas a intervenir.

Los eventos de colapso de la red de transporte de 2019 y 2023, han evidenciado la necesidad de fortalecer las modalidades de ampliaciones en la transmisión y la adecuación de la normativa regulatoria para atender eventos imprevistos y garantizar la seguridad del sistema en su conjunto. La seguridad del sistema depende de la coordinación de iniciativas privadas que deben incorporar los sistemas de protecciones para responder a eventos de colapso total o parcial. Esta opción regulatoria, se revela insuficiente para asegurar ampliaciones, que hacen a la seguridad del sistema en su conjunto.

De acuerdo a los análisis técnicos realizados por las Universidades que evaluaron el colapso del SADI de 2019, la antigüedad del sistema de comunicaciones evidenció una obsolescencia de la infraestructura, relevada en los informes citados, con el potencial de afectar la capacidad operativa de las transportistas para atender emergencias como la ocurrida.

Los planes de inversión que se corresponden con la operación y mantenimiento de las transportistas, evidenciaron incumplimientos notorios destacados en el informe de auditoría sobre los planes de inversión en transporte eléctrico. El estudio especial mencionó una frontera difusa entre las inversiones para O&M y las inversiones para ampliaciones en materia de seguridad.

Estas últimas presentan escasos registros para identificarlas y escasos fondos para asegurarlas, cuestión que se vuelve crítica ante la ocurrencia de 2 eventos de colapso, uno total en el año 2019 y uno parcial¹⁸ en 2023.

A modo de ejemplo, el primer evento, el colapso de 2019, representó un aumento de más de 20 veces la cantidad de energía anual no suministrada (ENS) por fallas del sistema. Implicó el corte de la totalidad de la demanda, afectó a todas

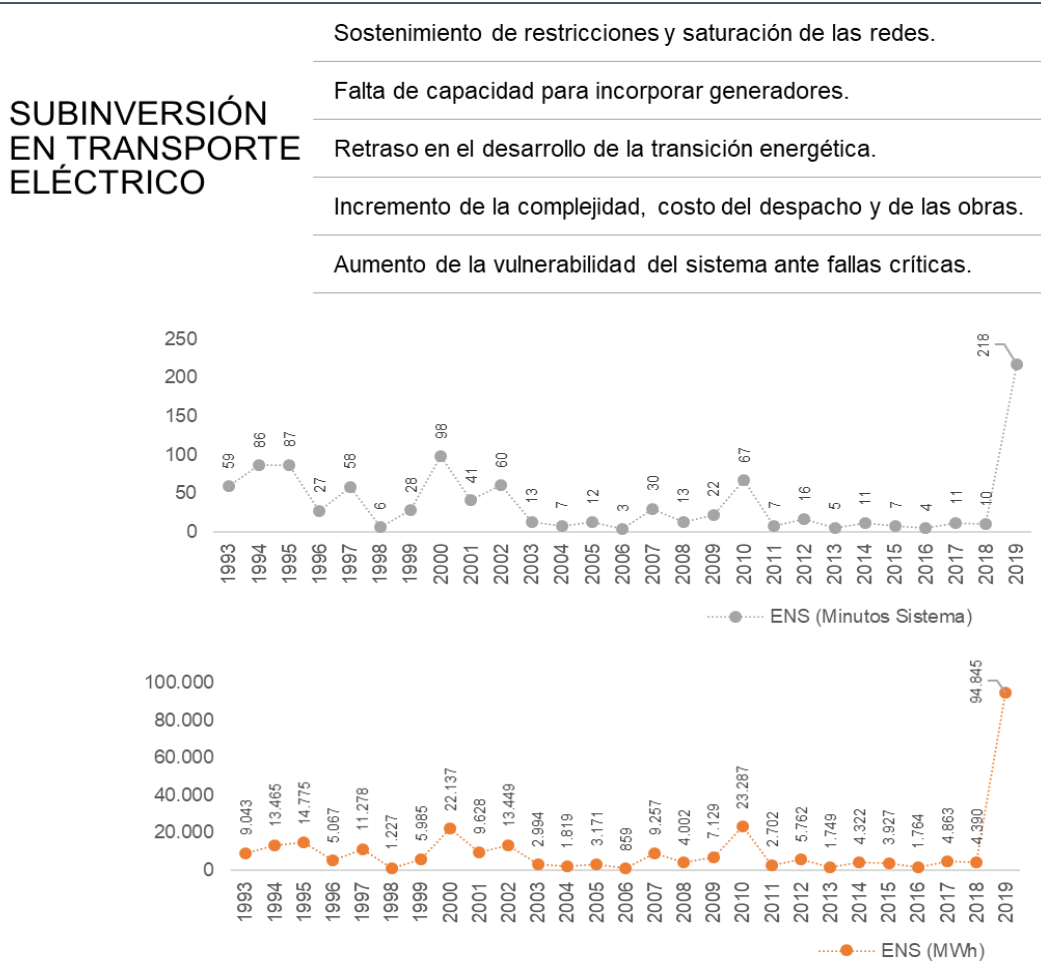
¹⁸ Se refiere a colapso parcial, debido a la i) afectación, ii) alcance y iii) duración de la perturbación del SADI. La afectación alcanzó al 43% de la demanda, respecto del alcance, las regiones sufrieron distinto grado de interrupción del suministro (totales, parciales y sin afectación), y el tiempo de recuperación del sistema fue aproximadamente 3 horas (en comparación a las 13 horas del evento de 2019).



Auditoría General de la Nación

las regiones del SADI, alcanzó incluso a secciones de regiones eléctricas de países limítrofes.

Gráfico 4: Efectos de la subinversión en transporte eléctrico



Fuente: Elaboración propia en base a datos de GR-TNER. Estudio Especial TEE

La subinversión en infraestructura eléctrica trajo aparejado el retraso de las ampliaciones requeridas y el sostenimiento de las restricciones de las redes de interconexión, la falta de capacidad de transmisión entre las regiones del SADI y una creciente vulnerabilidad del sistema ante fallas críticas. A su vez, impactaron negativamente en el desarrollo del subsector y en la transformación de la matriz energética hacia configuraciones más sustentables.

6.4. El marco regulatorio debe contener mecanismos de control y de sanción oportunamente establecidos, permitiendo a quien tenga la potestad de



Auditoría General de la Nación

ejercerlo, tener conocimiento sobre la evolución de la política pública para lograr el cumplimiento de sus objetivos.

En los informes de auditoría, se focalizó en las acciones de control ejercidas por los auditados tanto en las fases de planificación (controles previos) y ejecución (controles concomitantes) de las políticas analizadas en los tres segmentos. Se citan como ejemplos, los controles sobre:

- el proceso de preparación de las revisiones tarifarias, el estado de los activos concesionados y las inversiones que afectan la base de capital regulatoria,
- la información provista por las concesionarias y los proyectos renovables,
- la adecuada y oportuna ejecución de los planes de inversión,
- la información para garantizar la gestión de los beneficios a los UED,
- el otorgamiento y ejecución de los beneficios fiscales.

Los controles por parte de los entes reguladores y las autoridades de aplicación de las políticas son vitales para la detección y corrección de problemas detectados previa o concomitantemente a la ejecución.

En los segmentos regulados y no regulados, existe una asimetría informativa, que sólo puede ser remediada mediante el control y la proactividad de los órganos competentes.

Los controles dotan a la Administración de información necesaria para ajustar y recalibrar sus acciones, así como para impedir efectos no deseados de los programas y planes implementados.

En muchos casos, estos controles fueron diseñados e implementados por fuera del marco regulatorio original. Su continuidad, institucionalización y modernización, son un objetivo deseable para la AGN, ya que constituyen una fuente de información que facilita y favorece el control ex-post, la rendición de cuentas de los recursos fiscales dedicados a la mejora de los servicios públicos, la transparencia en la ejecución de los gastos, la trazabilidad de los gastos y las operaciones de los distintos agentes que intervienen en la cadena de abastecimiento eléctrica.



Auditoría General de la Nación

- **Controles preparatorios de la RTI**

Durante la evaluación del proceso de preparación y aprobación de las RTI de transporte y distribución, los informes detectaron deficiencias en su planificación, vinculadas al control previo, a la capacidad estatal para conocer el estado de los servicios públicos y la definición de parámetros y variables relevantes para la revisión tarifaria que condicionaría el desarrollo de los sectores por el subsecuente quinquenio.

En sus auditorías sobre la RTI, el ENRE explícitamente mencionó que la planificación y aprobación de la revisión tuvo un lapso exiguo y un trámite breve para llevar a cabo procedimientos técnicos complejos, situación agravada por el largo tiempo transcurrido respecto de la última revisión.

Las deficiencias en la planificación y en el control previo de las RTI, no permitieron que el ENRE pudiera calcular precisamente la base de capital regulatoria a través de distintas metodologías de valuación.

A su vez, no logró definir variables y objetivos relacionados con el diagnóstico de emergencia que fuera determinado previamente a la entrada en vigencia del período tarifario. La celeridad y brevedad del proceso de preparación y el estado crítico de los servicios eléctricos no fue acompañado de indicadores, metas y objetivos que permitiesen determinar en qué medida y en qué aspectos las revisiones tarifarias iban a revertir y subsanar el estado de situación¹⁹.

- **Controles sobre la ejecución de los planes de inversión**

Como se dijo previamente, la AGN destacó tanto los problemas y déficits de los controles, así como su necesidad y la importancia del fortalecimiento de las capacidades regulatorias y de control del ENRE. En los planes de inversión de las transportistas y de las distribuidoras se señalaron los aspectos positivos y negativos de los controles a las inversiones. Entre los aspectos positivos, los controles desplegados mostraron capacidad de detección de los incumplimientos. El Ente Regulador mostró proactividad y eficazmente detectó los desvíos respecto a las

¹⁹ Hallazgos 4.1, 4.3, 4.4 informe sobre planes de inversión en distribución y 4.2, 4.3, 4.4, 4.6 y 4.8 informe sobre transporte.



Auditoría General de la Nación

metas de ejecución de los planes. Sin embargo, como se explicó en los puntos vinculados a los planes de inversión, la AGN detectó déficits en su diseño, la incapacidad de combinar los controles físicos y económico-financieros, la ausencia de un oportuno dispositivo sancionatorio ante los desvíos, la calidad de información suministrada durante el proceso aprobatorio, la falta de jerarquización de obras e inversiones críticas redujeron la capacidad preventiva y correctiva de los controles²⁰.

La elaboración de los informes puso de manifiesto la necesidad fáctica del ENRE de controlar distintos aspectos de los servicios que impactan en las tarifas y la calidad del servicio. La evidencia recolectada transversalmente entre los productos verificó la relevancia y materialidad de los controles sobre las inversiones de las concesionarias vinculadas a la operación y mantenimiento del servicio público. A pesar de las deficiencias halladas, los controles fueron eficaces en detectar desvíos respecto a los planes aprobados y permitieron establecer parámetros y comparaciones respecto de las inversiones comprometidas y las efectivamente desplegadas.

Este punto cobra significatividad en la actualidad, ya que legislativamente se discute un nuevo régimen de desregulación y el grado de intervención estatal. Los productos de auditoría elaborados concluyeron que, en los casos bajo objeto de análisis, la proactividad del ente y de la autoridad de aplicación son requeridos.

Los desvíos de las inversiones respecto de los planes y los resultados de la ejecución de la RTI, mostraron que los significativos aumentos tarifarios no implicaron el aumento en la misma proporción de las inversiones y de la calidad del servicio.

La adecuación, modernización e institucionalización de estos controles, generará un mejor vínculo entre el regulado y el regulador, al establecer previamente los controles a ser desplegados en la explotación de los servicios eléctricos, a la vez que contribuirá a la eficiencia de los recursos tarifarios, promoviendo la transparencia, el control de su asignación y oportuna ejecución. La efectividad de los controles tanto en los actos preparatorios del establecimiento de

²⁰ Hallazgo 4.3 informe sobre planes de inversión de distribución y 4.9 informe transporte.



Auditoría General de la Nación

las tarifas eléctricas, como en la ejecución y seguimiento de las inversiones y de la calidad coadyuvarán a la eficiencia en el uso de los recursos tarifarios requeridos de los usuarios.

- **Sanciones ante apartamiento de los planes de inversión**

El régimen de sanciones, ante la verificación de incumplimientos, debe ser claro y oportuno y constituirse en una herramienta eficaz de corrección de desvíos. Se ha observado en los procesos de RTI analizados que el régimen sancionatorio por apartamientos de los planes de inversión de las concesionarias no fue establecido desde el inicio, lo que generó conflictos entre el regulador y regulados.

Las sanciones cumplen una función correctiva y disuasoria, éstas buscaron encauzar la conducta de las concesionarias monopolistas, hacia escenarios en donde la prestación del servicio se asimila a mercados competitivos, asegurando la transferencia de eficiencia hacia los usuarios del servicio.

A pesar de la ineficacia y falta de efectividad expuesta en los informes de auditoría, a la vista de los incumplimientos y desvíos en las inversiones comprometidas en los planes aprobados a las transportistas y distribuidoras, los controles y sanciones han mostrado ser necesarios, es por ello que es un tema relevante para la AGN y aporta valor al recomendar su sostenimiento, y mejora a partir de su efectiva aplicación. En transporte y distribución eléctrica, se realizaron hallazgos respecto a:

- oportunidad del régimen sancionatorio,
- escasa o nula aplicación de sanciones por parte del regulador ante incumplimientos en las inversiones,
- inefectividad de los regímenes aplicados para corregir las conductas de los concesionarios,
- incapacidad de supeditar la distribución de dividendos al cumplimiento de compromisos de inversión previamente adquiridos.
- discrecionalidad del ENRE en el cálculo de la SAPIA (Sanción por apartamientos al plan de inversión anual) en el segmento de distribución²¹.

²¹ Hallazgo 4.6 informe sobre inversiones en distribución



Auditoría General de la Nación

6.5. La calidad del servicio eléctrico es una cuestión fundamental en la labor de control externo gubernamental. El abastecimiento eléctrico, en las cantidades y calidades adecuadas son un requisito para el desarrollo productivo y la transición energética. Su gestión impacta directamente y concierne a los usuarios del servicio. Dentro de la población usuaria existen distintos grupos específicos y/o vulnerables que requieren un tratamiento particular respecto al servicio y su calidad.

La calidad de los segmentos regulados, fue contemplada en distintos informes, con distintos alcances. Tanto en el segmento de distribución como en el transporte, se abordaron cuestiones vinculadas con el análisis de:

- los senderos de calidad como instrumento regulatorio (sendero incluido en el proceso tarifario, con relación a la calidad histórica),
- el desempeño observado respecto a la calidad objetivo,
- la homogeneidad en la prestación de los servicios.

La AGN identificó que la calidad objetivo de los servicios públicos y el sendero de calidad de los períodos tarifarios, no representaron un mayor esfuerzo para las concesionarias del servicio público, ni una mejora para los usuarios, si se los compara respecto a los estándares de calidad históricos de los mismos servicios públicos.

La protección de los usuarios no refiere sólo al precio asequible de la energía, que es uno de sus pilares, sino también a la accesibilidad en cantidad y calidad suficiente para los usuarios actuales y futuros (principio de libre acceso y no discriminación). Debe destacarse que la protección de los usuarios es una de las principales funciones del ENRE.

En el caso de la RTI de transporte eléctrico, la calidad histórica, denominada en la regulación como “Valor Base” (VB), fue calculada como el promedio de los desempeños de cada transportista en el período 2011-2015.

La norma que introdujo el nuevo régimen de calidad para el período tarifario, exigía un sendero de calidad cuyo primer escalón partía del VB y ubicaba el último escalón del quinquenio, en el entorno de los valores máximos (VM) de

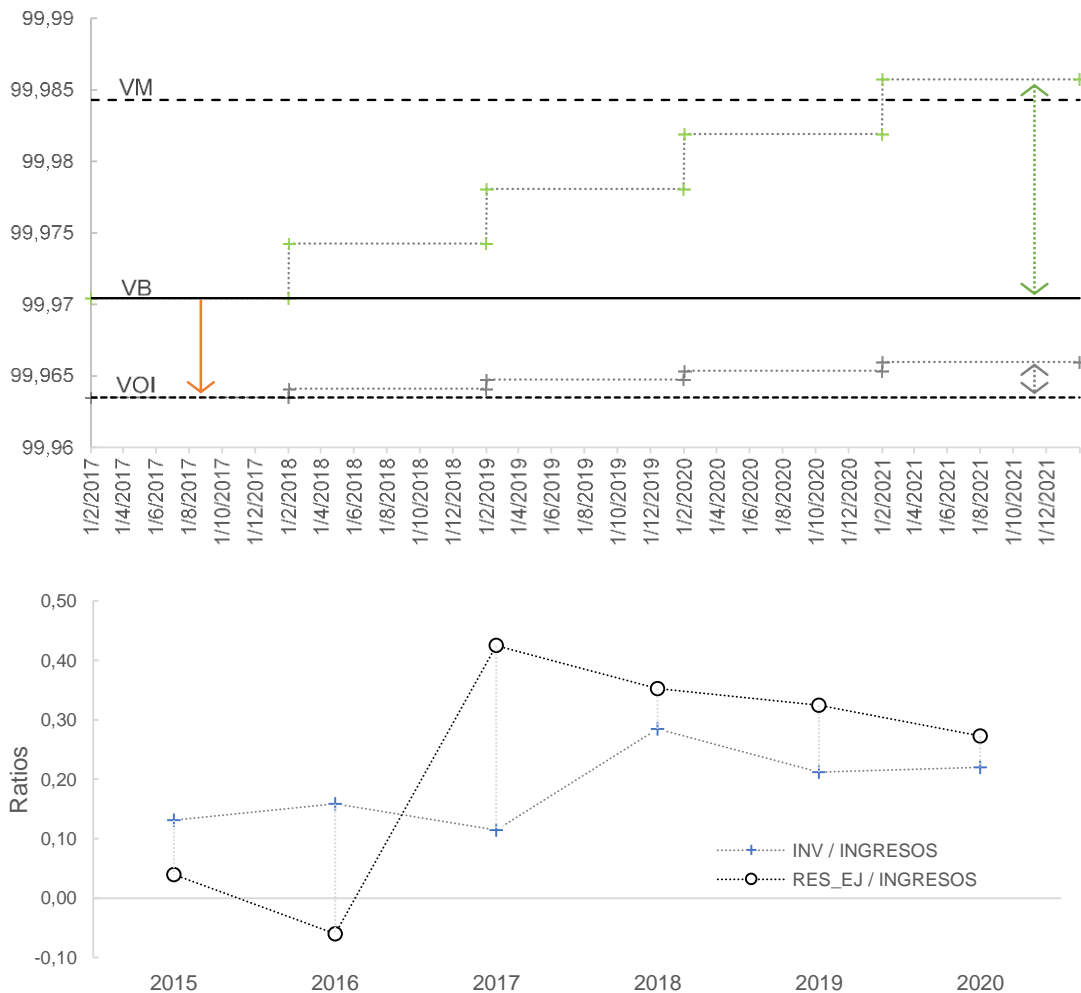


Auditoría General de la Nación

calidad observados en el período histórico de referencia. Su rectificación a través de la Resolución ENRE 580/16, relajó los parámetros a través de dos modificaciones:

1. disminuyó el valor inicial del sendero, introduciendo el parámetro Valor Objetivo Inicial (VOI), que es inferior al Valor Base (VB),
2. redujo el salto de calidad anual y por ende los niveles del indicador Valor Objetivo anual (VO_n).

Conjunto de gráficos 1: Sendero de calidad, ratios de inversión-ingresos y resultados-ingresos.



Fuente: Elaboración propia a partir de información del ENRE. Informe de auditoría PI-TEE.

La combinación de estos factores produjo:

- A. la reducción de las calidades que debían cumplir los transportistas para evitar el aumento de las sanciones o, dicho de otra manera, las



Auditoría General de la Nación

transportistas evitaron el aumento del Factor de Afectación (FA) de sanciones a niveles de calidad inferiores,

- B. la disminución del primer valor del sendero, y la disminución de los saltos anuales redujeron el requerimiento de calidad para todo el período y,
- C. la calidad objetivo final del sendero, el Valor Objetivo del quinto año (VO5), no sólo no alcanzaba el Valor Máximo (VM), sino que fue inferior al VB, que es promedio de calidad del período base.

De la evaluación de los resultados alcanzados por las revisiones tarifarias en transporte y distribución, los informes concluyeron que la calidad observada, es decir, la que resultó de la efectiva prestación controlada por el ente regulador, no fue suficiente para mejorar la calidad del período base, que los dispositivos regulatorios seleccionaron como calidad objetivo.

Complementariamente, tanto en transporte como en distribución, detectaron una marcada heterogeneidad en la calidad recibida por los usuarios de los distintos segmentos.

En distribución, se hizo énfasis en la variabilidad de los indicadores SAIFI y SAIDI entre distribuidoras y entre distritos de los usuarios de las distribuidoras de Jurisdicción Nacional (EDENOR y EDESUR)²².

De la información relevada surgieron apartamientos significativos a las metas establecidas para los indicadores SAIFI y SAIDI en un elevado porcentaje de los distritos de cada una de las distribuidoras. En EDESUR en el 87.5% de los distritos se registraron incumplimientos, mientras que en EDENOR, en el 53.8%.

En el caso de EDESUR, los distritos más comprometidos son Cañuelas y San Vicente que no sólo no reportaron mejoras en ninguno de los semestres analizados para ninguno de los indicadores, sino que, por el contrario, en ambos casos los indicadores fueron empeorando con el transcurso de los semestres.

Se constató, tanto para EDENOR como para EDESUR, una notoria diferencia entre las jurisdicciones de la CABA, que representa una de las zonas de mayores ingresos del país, y de la Provincia de Buenos Aires, siendo las últimas

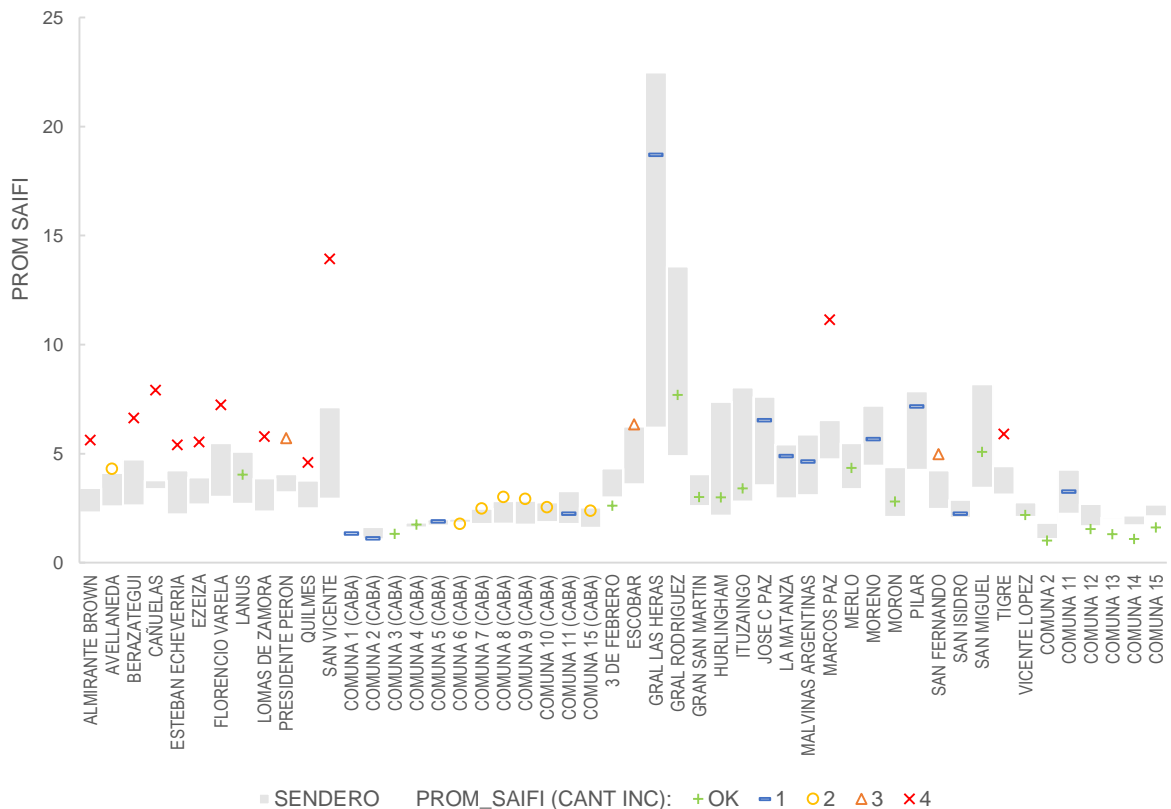
²² Hallazgo 4.2. informe sobre planes de inversión en distribución



Auditoría General de la Nación

las que mayores niveles de apartamiento registran²³. En el siguiente gráfico se visualizan i) los promedios más altos se encuentran en PBA, ii) los distritos con más incumplimientos se encuentran en los partidos de PBA en el área de concesión de EDESUR y iii) los mejores desempeños (promedios menores) se concentran en CABA, en la zona de distribución de EDENOR.

Gráfico 5: Promedio SAIFI por distrito, según cantidad de incumplimientos.



Fuente: Elaboración propia a partir de información del ENRE.

Del mismo modo, se destacó la heterogeneidad en los indicadores DIMA de las distintas distribuidoras troncales, encargadas de conectar las distintas regiones al Sistema Argentino de Interconexión (SADI)²⁴.

El enfoque adoptado a problemas y resultados, buscó indagar en cuestiones de equidad, orientando la evaluación hacia la homogeneidad de la prestación de los servicios, entendiéndola como un criterio rector de los servicios públicos²⁵. Ésta se desprende del carácter universal, y de vincular la calidad con

²³ Según los relevamientos del segundo semestre de 2018 de la Encuesta Permanente de Hogares (EPH), los partidos del Gran Buenos Aires, concentran el 49,5% de los hogares pobres del país y el 54,6% de los hogares indigentes.

²⁴ Hallazgos 4.6, 4.16 y 4.17 informe sobre transporte eléctrico

²⁵ Productos intermedios de informes en segmentos de transporte y distribución



Auditoría General de la Nación

los derechos de los usuarios, sin que pueda soslayarse que el artículo 42 de la CN proclama el derecho de los usuarios de recibir servicios públicos que aseguren su salud, seguridad e intereses económicos y postula la obligación de las autoridades a proveer la prestación de servicios de calidad.

En el ámbito geográfico del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), las distribuidoras, mostraron desempeños dispares entre ellas, siendo el caso de EDESUR, la que acumuló la mayor cantidad de incumplimientos a los parámetros de calidad, y en dónde los déficits fueron más graves. Hacia el interior su propia área de distribución, los usuarios de los municipios de la Provincia de Buenos Aires (PBA), fueron los más perjudicados por la calidad recibida, tanto en frecuencia como en duración de las interrupciones de suministro²⁶.

De manera complementaria a los regímenes de calidad técnica examinados, la AGN estudió la gestión del ENRE con relación a los beneficios otorgados a los usuarios electrodependientes por cuestiones de salud, quienes requieren, dada su condición, que la prestación del servicio sea constante y en niveles de tensión adecuados para poder alimentar el equipamiento médico prescripto.

La AGN detectó inconvenientes en torno a la tutela de los derechos de los electrodependientes, con fundamento en las siguientes hallazgos: a) Ausencia de áreas específicas en el ENRE que resuelvan eficientemente los conflictos entre este grupo de usuarios y la distribuidoras; b) Demoras en la resolución de reclamos y c) Falta de medidas proactivas para que una mayor cantidad de UED cuenten con una Fuente Alternativa de Energía (FAE), considerando la demanda insatisfecha de la que dieron cuenta los procedimientos realizados²⁷.

²⁶ Hallazgo 4.2. Informe sobre planes de inversión en distribución

²⁷ Hallazgos 4.1, 4.2 y 4.3 informe Electrodependientes



Auditoría General de la Nación

7. CONCLUSIONES

De acuerdo a lo analizado en los informes del sector eléctrico de la AGN, el desarrollo integral del sistema debe ser económico, eficiente y sostenible. También debe procurar un equilibrio entre oferta y demanda, como condición básica para la operación del sistema.

En la búsqueda de ese equilibrio, la necesidad de infraestructura de transporte y la coordinación operativa a cargo de CAMMESA son engranajes inescindibles del sector. Una de las características físicas del abastecimiento eléctrico, es que no resulta (aún) económicamente viable su almacenamiento en grandes cantidades, lo que obliga a una gestión constante de coordinación para equilibrar la producción a la demanda de manera instantánea y de forma permanente.

Desde el origen del marco regulatorio se debatió la conceptualización de la energía como un bien económico estratégico y tal consideración explica las variantes regulatorias impulsadas y los distintos alcances de la intervención estatal en su abastecimiento.

Los distintos intentos de aplicación plena del marco regulatorio en los segmentos regulados a partir de 2016, no funcionaron de acuerdo a lo previsto. De esto dieron cuenta los informes de la AGN, a partir del análisis de calidad, inversiones y tarifas.

En este sentido, ni la vigencia del marco regulatorio restablecido, ni el aumento de los recursos destinados a las concesionarias a través de los significativos aumentos tarifarios decididos durante las RTI iniciadas en el año 2016, lograron adecuar las inversiones y consecuentemente la calidad de los servicios públicos, lo cual perjudicó a los usuarios del servicio eléctrico.

Complementariamente, esta configuración o nueva relación entre recursos-calidad, representó una señal regulatoria para las empresas prestadoras de servicios públicos: mientras los procesos tarifarios tuvieron como objetivo la normalización y regularización de los servicios públicos y el aumento de las inversiones y la calidad; una menor exigencia en los senderos y en las calidades objetivo, representaron una señal deficiente para el aumento de las inversiones en los segmentos regulados por parte del ENRE.



Auditoría General de la Nación

Nuestro diseño constitucional contempla al usuario del servicio público como un sujeto a proteger y esta protección se evidencia no solo en el precio del servicio, sino también en su cantidad, calidad y sostenibilidad.

El artículo 2° de la Ley 24.065 establece como prioritaria la protección adecuada de los derechos de los usuarios y la aplicación de tarifas justas y razonables.

Las cláusulas constitucionales interpretadas a la luz de los principios y normas del marco regulatorio no son en la actualidad directrices programáticas sino operativas, y el ENRE debe asegurar su cumplimiento.

El examen especial indagó sobre los mecanismos regulatorios de expansión del sistema de transporte, y determinó que las obras más importantes fueron concretadas a través de planificación y financiamiento estatal en el período iniciado en el año 2003 con los planes federales.

En este punto, la AGN identificó las causas de los déficits en la expansión del sistema de Transporte en dos períodos históricos definidos. El primero a partir de la implementación de los planes federales, con el Estado interviniendo activamente en la definición de las obras y su financiamiento, lo cual implicó un cambio de paradigma en la concepción del marco regulatorio que prevé un mercado de ampliaciones desregulado y descentralizado. El segundo, a partir de 2016 y hasta la pandemia, donde se retomaron los principios del marco regulatorio y se estableció la modalidad Participación Público Privada como mecanismo de financiamiento.

Se constató que la incorporación de la PPP, como mecanismo novedoso para ampliar las redes, no logró ejecutar ninguna obra y que la primera fase licitada bajo este esquema ni siquiera pudo adjudicarse.

Sucede que el financiamiento externo en condiciones de inestabilidad macroeconómica interna (y global), ejerce un efecto de penalización en el costo financiero, aumentando los costos de las obras necesarias. Las restricciones fiscales, por su parte, debilitan el compromiso de recursos del Estado para expandir las redes.

Los segmentos desregulados y competitivos, y los regulados bajo el sistema de precios máximos, necesitan un ambiente macroeconómico estable a



Auditoría General de la Nación

largo plazo, en especial para las inversiones y el financiamiento de las expansiones del sistema, con largos períodos de amortización.

Paralelamente, el transporte operó como condicionante a la política renovable y evidenció la necesidad de coordinar los distintos segmentos eléctricos. Se constató al momento de analizar el sector renovable, que su estancamiento impidió el ingreso de nuevos generadores, en general menos costosos y con nuevas tecnologías, que hubieran reportado beneficios a los usuarios de la energía, y reducido el costo de la energía renovable.

Los eventos de colapso del sistema pusieron en agenda la necesidad de expandir las redes, adecuar los procedimientos y modernizar la infraestructura existente.

Tanto en los escenarios energéticos como en las planificaciones estatales recientes, la producción y consumo de la energía juega un rol fundamental en el proceso de transición energética nacional. La configuración en prospectiva de las redes está íntimamente ligada con las decisiones de políticas productivas, climáticas, de hidrocarburos y de generación renovable no convencional.

En este sentido no puede dejar de mencionarse que el sector energético en su conjunto es altamente interdependiente y que su desempeño precisa de un crecimiento armónico de sus distintos componentes y segmentos.

En efecto, la diversificación de la matriz energética, el desarrollo de recursos estratégicos, el fomento a la incorporación y federalización de energías renovables, el planeamiento de la relación entre los sectores gasíferos y eléctricos, el establecimiento de criterios de eficiencia energética, el desarrollo y financiamiento de infraestructura, el crecimiento del equipamiento hidroeléctrico y nuclear, son algunos de los componentes que se interrelacionan en la planificación energética.

Estos componentes tienen una relevancia y materialidad en la prospectiva energética nacional que requieren una evaluación que excede los análisis de conveniencia económica o rentabilidad.

Estos vínculos tienen una escala que trasciende el nivel de los planes de los agentes individuales o de un mercado en particular. Por el contrario, representan un desafío de coordinación y complementación territorial e intersectorial a partir de



Auditoría General de la Nación

una visión centralizada, con distintos horizontes temporales, condicionados asimismo por eventos exógenos imprevisibles, tales como la pandemia COVID-19 y el conflicto Rusia-Ucrania que afectaron el funcionamiento de todos los eslabones energéticos nacionales.

Asimismo, la desregulación y descentralización de la planificación y de las decisiones de inversión en los segmentos de transporte gasífero y eléctrico, donde el marco normativo optó por mecanismos competitivos para las expansiones de la infraestructura energética "midstream" (intermedia entre la producción y la distribución), han demostrado ser ineficaces para llevar a cabo obras requeridas por el conjunto del sistema. Este hecho fue verificado tempranamente en el antecedente de las líneas del Comahue, mencionado por el Estudio Especial.

En definitiva, el sector eléctrico, como elemento del sector energético, requiere una planificación que procure la gestión y solución de tensiones y el desarrollo de estrategias de corto, mediano y largo plazo para superar los obstáculos y restricciones en procura del desarrollo nacional.

Buenos Aires, 19/03/24