



[](http://www.google.fr/url?url=http://www.strukturalni-fondy.cz/cs/Fondy-EU/Programy-2004-2006/Operacni-programy/SPOLECNY-REGIONALNI-OPERACNI-PROGRAM-(SROP)/Dokumenty/Pravidla-publicity-graficky-manual-loga-SROP-a-E&rct=j&frm=1&q=&esrc=s&sa=U&ei=jInTVLuQOM3jasu4gIAL&ved=0CBsQ9QEwAQ&sig2=iH-aGhPEdgTtgb9LiN53pw&usg=AFQjCNFMv1_Z2JkTrvvL6ucV4sX84lPCJA)

And implemented by a

SOFRECO led consortium

This project is funded by  
The European Union

EU Technical Assistance Facility (TAF) for Sustainable Energy

For Neighborhood Asia (including Central Asia), Latin America, Caribbean and Pacific

**Stocktaking Mission and Policy & Regulatory Assessment of the Energy Sector, with a Focus on the Power Sector**

Assignment No GT#71/SM&PRAES-DR (Dominican Republic)

INFORME DE DIAGNÓSTICO

Versión Preliminar Revisada

27 de julio de 2020

**Historia del documento:**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Versión** | **Preparado por** | **Fecha** | **Revisado / comentado por** | **Fecha** | **Enviado a** | **Fecha** | **Comentarios** |
| **Ver#1** | **NKE1 / NKE2 / NKE3** | **21 &24/06/2020** | **KE1/AL** | **23, 24 &25/06/2020** | **DEVCO / EUD**  **MEM DR** | **25/06/2020** | MEM & EUD on 10/07/2020 |
| **Ver#2** | **NKE1 / NKE2 / NKE3** | **20, 26/07/2020** | **KE1/AL** | **22, 26, 27/07/2020** | **DEVCO / EUD**  **MEM DR** | **27/07/2020** |  |

EU Technical Assistance Facility (TAF) for Sustainable Energy Neighbourhood Asia (including Central Asia), Latin America, Caribbean and Pacific

**Stocktaking Mission and Policy & Regulatory Assessment of the Energy Sector, with a Focus on the Power Sector**

Assignment No GT#71/SM&PRAES-DR (Dominican Republic)

INFORME DE DIAGNÓSTICO

Versión Preliminar Revisada

Preparado por:

Miriam Oriolo NKE1/AL / Senior International Energy Law Expert with Experience in Institutional Frameworks in the Fields of Energy and Mining, in Legal & Regulatory Regimes in the Power Subsector, and Assignment Leader

Detlef Loy NKE2 / Senior International Expert on the Electric Power Subsector, Electricity value chains, and with Experience in the Dominican Power and Mining Sector

Francisco Ortega NKE3 / Senior Expert knowledgeable on DR’s Energy Institutional, Legal and Regulatory Frameworks, with in-depth Experience on the Dominican Electric Power Subsector

27 de julio de 2010

“Esta publicación ha sido preparada con la asistencia de la Unión Europea. Los contenidos de esta publicación son única responsabilidad del Consorcio SOFRECO – CEERD y de ninguna manera deben ser interpretadas como reflejando la visión de la Unión Europea."

**LISTA DE CONTENIDOS**

[LISTA DE TABLAS 5](#_Toc44004237)

[LISTA DE BOXES 5](#_Toc44004238)

[LISTA DE ACRÓNIMOS Y ABREVIACIONES 6](#_Toc44004239)

[RESUMEN EJECUTIVO 7](#_Toc44004240)

[1. INTRODUCCIÓN 11](#_Toc44004241)

[2. MARCO LEGAL 13](#_Toc44004242)

[2.1 INCONSISTENCIAS LEGALES ENCONTRADAS 13](#_Toc44004243)

[2.2 LINEAMIENTOS DE LA REFORMA LEGAL E INSTITUCIONAL 13](#_Toc44004244)

[2.2.1 ALTERNATIVAS DE ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO 13](#_Toc44004245)

[2.2.2 MECANISMOS PARA ASEGURAR EL ABASTECIMIENTO Y PROMOVER ENERGÍAS RENOVABLES 16](#_Toc44004246)

[2.2.3 MODELO DE ORGANIZACIÓN DEL SECTOR SEGÚN LAS LEYES EN VIGOR 17](#_Toc44004247)

[2.3 LINEAMIENTOS GENERALES DE LA REFORMA 20](#_Toc44004248)

[2.4 RECOMENDACIONES 21](#_Toc44004249)

[2.4.1 RECOMENDACIONES RELATIVAS A LIMITACIÓN DEL PODER DE MERCADO EN GENERACIÓN 21](#_Toc44004250)

[2.4.2 RECOMENDACIONES RELATIVAS A VACÍOS LEGALES 22](#_Toc44004251)

[2.4.3 SERVIDUMBRES 23](#_Toc44004252)

[3. MARCO INSTITUCIONAL 28](#_Toc44004253)

[3.1 INCONSISTENCIAS 28](#_Toc44004254)

[3.2 RECOMENDACIONES 29](#_Toc44004255)

[3.2.1 AUTORIDADES - ROLES 29](#_Toc44004256)

[3.2.2 ASPECTOS DE GOBERNANZA 33](#_Toc44004257)

[3.2.3 PARTICIPACION EN CIERTAS DECISIONES 34](#_Toc44004258)

[3.2.4. FUNCIONES Y COMPETENCIAS DE AUTORIDADES SECTORIALES 35](#_Toc44004259)

[3.2.5 OTRAS INSTITUCIONES 45](#_Toc44004260)

[4. CONCESIONES 48](#_Toc44004261)

[4.1 INCONSISTENCIAS RELATIVAS AL PROCESO DE OTORGAMIENTO DE CONCESIONES DE GENERACIÓN 48](#_Toc44004262)

[4.2 INCONSISTENCIAS CONCEPTUALES Y LEGALES 48](#_Toc44004263)

[4.2.1 LOS REQUISITOS DE LA CONCESIÓN Y LAS LEYES 125-01, 57-07 Y 340-06 48](#_Toc44004264)

[4.2.2 ACLARACIONES CONCEPTUALES 50](#_Toc44004265)

[4.3 PROPUESTAS PARA RESOLVER INCONSISTENCIAS SOBRE TÍTULOS HABILITANTES 53](#_Toc44004266)

[4.3.1 GENERACIÓN 53](#_Toc44004267)

[4.3.2 DISTRIBUCIÓN 54](#_Toc44004268)

[4.3.3 TRANSMISIÓN 55](#_Toc44004269)

[4.3.4 COMERCIALIZACIÓN 55](#_Toc44004270)

[4.4 PROPUESTAS PARA RESOLVER LAS INCONSISTENCIAS RELATIVAS AL PROCESO 55](#_Toc44004271)

[4.4.1 RECOMENDACIONES CONCRETAS PARA CADA ACTIVIDAD 55](#_Toc44004272)

[4.4.2 RECOMENDACIONES GENERALES RELATIVAS AL PROCESO 56](#_Toc44004273)

[5. ENERGÍAS RENOVABLES 59](#_Toc44004274)

[5.1 RÉGIMEN ESPECIAL E INCENTIVOS PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES 59](#_Toc44004275)

[5.1.1 LÍMITES DE CAPACIDAD REGIONAL 59](#_Toc44004276)

[5.1.2 LIMITACIÓN DE LA CAPACIDAD PARA PARQUES EÓLICOS 59](#_Toc44004277)

[5.1.3 EXENCIONES FISCALES PARA EQUIPOS DE ENERGÍA RENOVABLE 59](#_Toc44004278)

[5.1.4 EXENCIÓN DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA Y CRÉDITO FISCAL 60](#_Toc44004279)

[5.1.5 PROMOCIÓN DE LA GENERACIÓN RENOVABLE A PEQUEÑA ESCALA 60](#_Toc44004280)

[5.1.6 VENTA DE ELECTRICIDAD RENOVABLE 61](#_Toc44004281)

[5.1.7 CUOTAS Y OBJETIVOS A LARGO PLAZO 61](#_Toc44004282)

[5.2 TIPOS DE GENERACIÓN Y CONTRATACIÓN 62](#_Toc44004283)

[6. PLANIFICACIÓN 65](#_Toc44004284)

[6.1 INTRODUCCIÓN 65](#_Toc44004285)

[6.2 PROPUESTAS GENERALES 65](#_Toc44004286)

[6.3 POLÍTICA NACIONAL ENERGÉTICA 66](#_Toc44004287)

[6.4 DEBER DEL ESTADO EN LA PLANIFICACIÓN ENERGETICA INTEGRAL 67](#_Toc44004288)

[6.5 PROCESO DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA 68](#_Toc44004289)

[6.6 INSTITUCIONALIDAD DE LA PLANIFICACIÓN 69](#_Toc44004290)

[6.6.1 MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS 69](#_Toc44004291)

[6.6.2 COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA 70](#_Toc44004292)

[6.6.3 EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN 71](#_Toc44004293)

[6.6.4 LA ETED 71](#_Toc44004294)

[6.7 OBJETIVOS DE LOS PLANES ENERGÉTICOS 71](#_Toc44004295)

[6.7.1 OBJETIVOS A CORTO PLAZO 71](#_Toc44004296)

[6.7.2 OBJETIVOS A LARGO PLAZO 72](#_Toc44004297)

[6.8 FORMULACIÓN Y ESTABLECIMIENTO DE LA POLITICA ENERGETICA 72](#_Toc44004298)

[6.9 METAS DE LA PLANIFICACION 72](#_Toc44004299)

[6.10 DIAGNÓSTICO DEL SECTOR ENERGÉTICO 73](#_Toc44004300)

[6.11 PROSPECTIVA DE LA DEMANDA Y LA OFERTA 73](#_Toc44004301)

[6.12 PLANES PARA EL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO, USO DE MODELOS 74](#_Toc44004302)

[6.12.1 ACTUALIZACIÓN DE LA PLANIFICACIÓN 74](#_Toc44004303)

[6.12.2 FISCALIZACIÓN DE LA PLANIFICACIÓN 75](#_Toc44004304)

[6.13 PLANIFICACION SUB-SECTOR ELECTRICO 75](#_Toc44004305)

[6.13.1 GENERACIÓN 75](#_Toc44004306)

[6.13.2 ASPECTOS GENERALES PLANIFICACIÓN DE REDES 76](#_Toc44004307)

[6.13.3 DISTRIBUCIÓN 76](#_Toc44004308)

[6.13.4 TRANSMISIÓN 76](#_Toc44004309)

[7. TRANSMISIÓN 78](#_Toc44004310)

[7.1 INTRODUCCIÓN 78](#_Toc44004311)

[7.2 OTRAS INCONSISTENCIAS 79](#_Toc44004312)

[7.3 PROPUESTAS PARA RESOLVER INCONSISTENCIAS RELATIVAS A LA TRANSMISIÓN 79](#_Toc44004313)

[7.3.1 PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN 79](#_Toc44004314)

[7.3.2 CONTROL DE LAS AMPLIACIONES PROPUESTAS POR LA ETED 79](#_Toc44004315)

[7.3.3 REPAGO DE INVERSIONES EN TRANSMISIÓN POR PARTE DE PRIVADOS 81](#_Toc44004316)

[7.3.4 AMBIGÜEDAD ACERCA DE CONCESIONES DE TRANSMISIÓN 81](#_Toc44004317)

[7.3.5 PROPUESTA DE INDEPENDIZAR EL CCE DE LA ETED 82](#_Toc44004318)

[8. MEDICIÓN NETA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA 83](#_Toc44004319)

[8.1 REDEFINICIÓN DE LOS LÍMITES DE CAPACIDAD DEL PROGRAMA MEDICIÓN NETA Y DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN GENERAL 83](#_Toc44004320)

[8.2 PERMITIR EN EL PROGRAMA DE MEDICIÓN NETA UN EXCESO DE ELECTRICIDAD HASTA EL MONTO DE AUTOCONSUMO 83](#_Toc44004321)

[8.3 MANTENER EL RANGO TARIFARIO EN EL PROGRAMA DE MEDICIÓN NETA 83](#_Toc44004322)

[8.4 VENDER ELECTRICIDAD AUTOPRODUCIDA A OTROS CONSUMIDORES EN EL MISMO PREDIO 84](#_Toc44004323)

[8.5 ELIMINAR EL LÍMITE DEL 15% DE LA DEMANDA PICO ANUAL DE CADA RED TRONCAL 84](#_Toc44004324)

[8.6 SIMPLIFICACIÓN EN LOS PROCESOS DE SOLICITUD 84](#_Toc44004325)

[8.7 COSTOS DEL REFUERZO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN 85](#_Toc44004326)

[8.8 AMPLIACIÓN DEL REGLAMENTO DE INTERCONEXIÓN 85](#_Toc44004327)

[8.9 GENERACIÓN DISTRIBUIDA FUERA DEL LUGAR DE CONSUMO 85](#_Toc44004328)

[9. MOVILIDAD ELÉCTRICA 86](#_Toc44004329)

[9.1 DESARROLLO DE UN PLAN PARA IMPLEMENTAR LA INFRAESTRUCTURA DE RECARGA 86](#_Toc44004330)

[9.2 ENCUADRE LEGAL DE LA ACTIVIDAD DE RECARGA Y FIJACIÓN DE TARIFAS 87](#_Toc44004331)

[9.3 ELECTRICIDAD PREFERENTE PROCEDENTE DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES 88](#_Toc44004332)

[9.4 PROMOCIÓN DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA 89](#_Toc44004333)

[9.5 MARCO REGULATORIO Y NORMATIVO 90](#_Toc44004334)

[ANEXO 1: DETALLE DE INCONSISTENCIAS 91](#_Toc44004335)

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Detalle de competencias del MEMRD 34

Tabla 2: Detalle de competencias de la CNE 37

Tabla 3: Detalle de competencias de la SIE 41

Tabla 4: Propuestas sobre títulos habilitantes 56

Tabla 5: Propuestas sobre procedimiento para otorgar títulos habilitantes 57

Tabla 6: Tipos de generación y contratación 61

Tabla 7: Lista de Inconsistencias 88

LISTA DE BOXES

Box 1: Organización del Sector Eléctrico 14

Box 2: Promoción de Energías Renovables 16

Box 3: Servidumbres Eléctricas 22

Box 4: Autoridades Reguladoras 28

Box 5: Concesiones y Licencias 50

Box 6 Autorización para Ampliar la Red de Transmisión 77

LISTA DE ACRÓNIMOS Y ABREVIACIONES

CCE Centro de Control de Energía

CDEEE Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales

CIF *Cost, Insurance, Freight* (Costo, Seguro y Flete)

CNE Comisión Nacional de Energía

CO2 Dióxido de carbono

EDEs Empresas distribuidoras de electricidad estatales

ETED Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana

GIZ Agencia de Cooperación Alemana para el Desarrollo

(*Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit*)

GW Gigavatio

kW Kilovatio

MEMRD Ministerio de Energía y Minas de la República Dominicana

MW Megavatio

PMN Programa de Medición Neta

PPA Contratos de compraventa de energía eléctrica (*Power Purchase Agreement*)

PROTECOM Oficina de Protección del Consumidor de Electricidad

SENI Sistema Eléctrico Nacional Interconectado

SIE Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana

EU TAF Equipo de consultores de la UE Technical Assistance Facility o Equipo TAF

UE Unión Europea

UERS Unidad de Electrificación Rural y Sub Urbana

# RESUMEN EJECUTIVO

Este Informe de Diagnóstico contiene el análisis del equipo TAF acerca de las inconsistencias legales e institucionales del sector energético en general y del eléctrico en particular, y las propuestas para resolverlas.

**El Capítulo sobre** **Marco Legal** explica las distintas formas de organización del sector eléctrico, la opción adoptada en la República Dominicana, las opiniones recibidas por parte de autoridades e instituciones públicas y privadas entrevistadas, así como las propuestas del Pacto Eléctrico. Al respecto se propone mantener el modelo general que permite competencia a nivel mayorista, pero con ajustes que eliminen las inconsistencias actuales y que lo hagan compatible con la promoción de energías renovables y con el desarrollo de un sector eléctrico sustentable. Este capítulo también hace recomendaciones relativas a la limitación del poder de mercado de un mismo operador privado en la actividad de generación y a la resolución de vacíos legales puntualmente identificados. Por último, se identifican las inconsistencias y los vacíos legales existentes con relación a la constitución de servidumbres eléctricas, se incluyen precisiones conceptuales y se detallan las modificaciones recomendadas.

**El Capítulo sobre** **Marco Institucional** analiza los roles y competencias actuales de las autoridades sectoriales y analiza las inconsistencias. En este capítulo se propone fortalecer el rol del Ministerio de Energía y Minas (MEMRD) como órgano rector del sector energético mediante la eliminación de todas las inconsistencias contenidas en leyes vigentes y mantener a la SIE como la autoridad reguladora del sector eléctrico. Con relación a la CNE, se propone su integración al MEMRD, aunque el próximo informe se detallará la propuesta sobre cómo debería realizarse dicha integración y bajo que estructura. Otras recomendaciones están vinculadas a la determinación de los viceministerios y a la implementación de mecanismos de consulta antes de tomar decisiones vinculados a algunas cuestiones en particular. Por último, se incluyen tres tablas que detallan las competencias que actualmente tienen el MEMRD, la CNE y la SIE, y las que el equipo TAF sugiere que tengan, indicando las razones de las modificaciones propuestas. Finalmente, este capítulo también hace recomendaciones, debidamente justificadas, con respecto a la eliminación del Organismo Asesor; la integración de la Unidad de Electrificación Rural y Sub-Urbana (UERS) en el MEMRD; así como el rol y funciones que debería tener la CDEEE. Esta última debería funcionar como una institución adscrita al MEMRD, dejar de realizar funciones propias del MEMRD y limitarse al rol que aquí se detalla.

**El Capítulo sobre** **Concesiones** analiza las inconsistencias legales relativas a la concesión que existe entre las Leyes 125-01, 57-07 y 340-06 respecto a derechos que corresponde otorgar al concesionario, al proceso exigido y a las excepciones permitidas. También se hacen precisiones conceptuales relativas a los distintos tipos de títulos habilitantes posibles (v.g. concesiones, licencias, autorizaciones) y a los que están previstos por las leyes en vigencia para cada tipo de actividad. Las recomendaciones incluyen propuestas específicas para resolver inconsistencias relativas a los títulos habilitantes, que incluyen: (a) en generación, el reemplazo de la concesión por la licencia; (b) En autogeneración bajo el programa de Medición Neta y autoproducción de electricidad renovable con una potencia superior a 1.5 MW y de hasta 5 MW dedicada exclusivamente al autoconsumo, se propone que no se necesite obtener licencia alguna sino el acuerdo con el operador de la red a la que se conecten; (c) En Distribución se recomienda mantener las actuales reglas que imponen la obligación de obtener una concesión cuando la demanda sea igual o superior a 2 MW, y la obligación de obtener una licencia cuando no supere dicho límite; (d) En el caso de transmisión, se propone mantener la obligatoriedad de obtener una concesión y se sugiere eliminar dudas de interpretación que suscitan algunos artículos de la Ley 125-01; (e) Con relación a la comercialización, respecto a la cual hay un vacío legal, se propone que la realización de la actividad esté sujeta a la obtención de una licencia.

**El Capítulo sobre Concesiones** también propone hacer precisiones conceptuales sobre los posibles procedimientos a seguir para otorgar licencias o concesiones, y los previstos por las leyes en vigencia. Posteriormente se hacen recomendaciones específicas tendientes para resolver dudas de interpretación y/o modificar la legislación en vigor. Las recomendaciones respecto al procedimiento a seguir para otorgar licencias o concesiones son las siguientes: (a) en el caso de un nuevo generador al que no se le otorga un PPA, se sigue el procedimiento de autorización; (b) En el caso de un nuevo generador al que se le otorga un PPA bajo un régimen retributivo especial, como lo es el previsto por la Ley 57-07, se sigue el procedimiento de autorización; (c) En el caso de un nuevo generador al que se le otorga un PPA y no se encuentra comprendido en un régimen retributivo especial, debe ser seleccionado mediante un proceso de licitación; (d) Cuando se trate de un nuevo distribuidor con una demanda igual o superior a 2 MW, debe seguirse un proceso de licitación, salvo las excepciones particulares que se otorguen a cooperativas eléctricas, organizaciones comunitarias o asociaciones sin fines de lucro; (e) En el caso de distribuidores cuya demanda sea inferior a 2 MW, debe seguirse un procedimiento de autorización. (f) En el caso de comercializadores, debe seguirse un procedimiento de autorización; (g) En el caso de transmisión, como es ejercida en forma monopólica por la ETED, no hay proceso alguno para seleccionar a otros operadores. Finalmente se recomienda, con relación al proceso, que en la evaluación de solicitudes de licencias de generación y comercialización intervenga una sola autoridad y que todo el proceso de evaluación de solicitudes de y concesiones sea realizado por la CNE hasta el final del proceso licitatorio

**En el** **Capítulo sobre** **Energías Renovables** se incluyen recomendaciones específicas, debidamente justificadas sobre criterios técnicos, relativas al régimen de incentivos. Estas recomendaciones incluyen la eliminación de los artículos de la Ley 57-07 que ordenan establecer límites a la concentración de electricidad renovable a nivel regional o provincial, y la proporción máxima de capacidad permitida en cada subestación. En lugar de ello, se propone que las licitaciones que se lancen puedan dar preferencia a ciertas regiones para el desarrollo de generación. Asimismo, se recomienda la eliminación del artículo que establece una limitación a la capacidad aplicable a los parques eólicos. Se propone que se haga una actualización periódica de la lista de equipos y productos beneficiados con una exención impositiva y tributaria por la Ley 57-07 mediante un mecanismo más ágil. Al respecto se señalan las autoridades que deberían intervenir y los medios para aprobar dicha actualización. También se señalan modificaciones específicas relativas a la aplicación de la exención del impuesto sobre la renta y al plazo del crédito fiscal correspondiente, y se recomiendan mecanismos de promoción aplicables a generación renovable a pequeña escala. Se propone que se autorice a generadores comprendidos dentro del Régimen Especial previsto por la Ley 57-07 a vender electricidad a clientes no regulados y distribuidores privados a precios negociados o en el mercado Spot, a menos que hayan firmado un PPA con uno de los distribuidores estatales o con la CDEEE por la totalidad de su producción. Asimismo, se sugiere que: (1) todos los generadores renovables, que no sean autoproductores, que tengan una capacidad superior a 10 MW que vendan electricidad a distribuidores estatales sean objeto de un proceso de licitación; (2) todos los nuevos desarrollos de generación renovable que no sean autoproductores y que tengan una capacidad de hasta 10 MW vendan electricidad a los distribuidores de acuerdo con el régimen especial retributivo creado por la Ley 57-07. Se recomienda asimismo la adopción de cuotas obligatorias previstas por el artículo 19 de la Ley 57-07 para los biocarburantes, pero no para el sector eléctrico. Al respecto, la contribución de la generación renovable debería estar determinada en la planificación, y su cumplimiento debería ser obligatorio para todas las instituciones del sector.

**El** **Capítulo Planificación** describe la situación actual caracterizada por: una ausencia de adopción de política energética y planificación regulares, inconsistencias legales respecto a qué autoridad tiene competencias para proponer y aprobar la política y/o la planificación sectorial, la aparente ausencia de fiscalización y el hecho de que las empresas del sector parecen no haber tomado en cuenta las esporádicas planificaciones realizadas. En función de eso, se recomienda que la política energética y planificación sectorial se propongan, analicen y decidan en el marco de procesos de consulta participativos. Asimismo, se detalla el contenido de la política energética, que debe tener como objetivo la autosuficiencia energética, la conformación de una matriz energética adecuada y orientada a la reducción de emisiones contaminantes, el ahorro energético, la cobertura del servicio y seguridad energética. Ello debería desarrollarse en un marco de seguridad jurídica y la sostenibilidad económica y financiera del sector energía. Este capítulo detalla también los roles y funciones correspondientes tanto del MEMRD como de la CNE en materia de política y planificación sectorial, así como detalles sobre la información que debe ser producida por las empresas del sector. Este capítulo detalla el contenido de la planificación del subsector eléctrico, incluyendo todo lo relativo a generación, distribución y transmisión. Se recomienda que la planificación se realice de manera regular y conforme a plazos preestablecidos. Las instituciones intervinientes deberían mantener actualizadas las variables que interceden en la planificación y actualizar periódicamente los modelos de planificación. Asimismo, debería fiscalizarse el cumplimiento de lo planificado. Por último, este capítulo indica las evaluaciones económicas que es necesario realizar para asegurar el cumplimiento de los programas que otorgan incentivos especiales.

**En el Capítulo sobre Transmisión** se analizan las inconsistencias identificadas por el equipo TAF y se hacen propuestas para resolverlas. Al respecto se recomienda que la expansión de la transmisión no continúe siendo planificada exclusivamente por la ETED, con o sin la intervención de la CDEEE, sino que esté incluida en la planificación del sector eléctrico. También se recomienda que las ampliaciones específicas a la capacidad de transmisión propuestas por la ETED sean objeto de aprobación por parte de una autoridad. Con relación a esta cuestión se hacen recomendaciones acerca de a qué autoridad podría asignarse dicha competencia. También se citan ejemplos de cómo intervienen las autoridades reguladoras en las decisiones de ampliaciones de la capacidad de transmisión propuestas por operadores de transmisión, tanto en países con redes muy bien dimensionados, como Alemania, como otros de este continente. Asimismo, se proponen modificaciones específicas relativas al repago de inversiones en transmisión que la ETED debería hacer a los desarrolladores de instalaciones de generación cuando la capacidad de transmisión sea insuficiente. En otro orden, se recomienda resolver ambigüedades contenidas en algunos artículos de la Ley 125-01 específicos relativos a la posibilidad de que haya operadores de transmisión privados. Por último, se explican las razones por las que no se considera adecuado el planteo hecho por algunos entrevistados acerca de independizar el Centro de Control de Energía de la ETED.

**El Capítulo sobre Medición Neta y Generación Distribuida** hace varias propuestas de modificación al régimen en vigencia que, entre otras cuestiones, toman en cuenta las recomendaciones planteadas en el informe de la GIZ sobre Medición Neta. En primer lugar, se propone modificar los límites de capacidad del programa de Medición Neta y de la Generación Distribuida en general de la siguiente manera: (a) el límite para participar en el Programa de Medición Neta (PMN) debería elevarse de 1 MW a 1.5 MW; (b) los sistemas de generación que oscilen entre 1.5 MW y 5 MW y que produzcan electricidad renovable exclusivamente para consumo propio deberían estar exceptuados de la obligación de obtener una concesión/licencia (licencia conforme a las propuestas realizadas en el Capítulo sobre Concesiones). También se recomienda: (1) que se permita participar en el PMN hasta el límite de autoconsumo; (2) mantener el rango tarifario en el PMN; (3) que se autorice al autoproductor a vender electricidad a otros consumidores ubicados en el mismo predio a precios negociados; (4) la eliminación del límite del 15% de la demanda pico anual de cada red troncal revisto en el Reglamento de Medición Neta; (5) la simplificación de los procesos de solicitud de interconexión y participación en el PMN; (6) la exclusión de los pequeños generadores de electricidad renovable de hasta 25 kW de la obligación de pagar el refuerzo de la red de distribución; (7) la modificación del límite de capacidad previsto en el Reglamento de Interconexión de Generación Distribuida y su ampliación de 1 MW a 1.5 MW; (8) que se permita a los autoproductores, al menos a los de mayor tamaño, a instalar sus equipos de generación en un lugar distinto al de consumo.

**El Capítulo sobre Movilidad Eléctrica** detalla el contenido que debería contemplarse en el plan para la implementación y desarrollo de la infraestructura de recarga, así como el rol que le correspondería a algunas autoridades en particular. Se analizan posibles alternativas relativas a la realización de la actividad de recarga y a la fijación de tarifas, y se recomienda la opción que permite que las estaciones de recarga sean operadas tanto por distribuidoras eléctricas como por agentes privados. Se detallan asimismo diversos aspectos que deberían ser considerados y definidos por la regulación, tales como: si el precio a cobrar por la recarga debería ser regulado o desregulado (se recomienda esto último); si debiera requerirse alguna segmentación vertical, etc. Este capítulo también considera las opciones relativas al encuadre legal que podría darse a los operadores privados que hagan la recarga e incluye propuestas particulares con respecto a la recarga domiciliaria. Asimismo, se hacen también recomendaciones específicas relativas al uso de electricidad renovable para la recarga, así como a los mecanismos de promoción tributarios y de otro tipo que deberían aplicarse. Por último, se sugiere adoptar una ley específica sobre movilidad eléctrica que constituya el marco normativo, que determine qué tipo de actores podrán realizar la actividad de recarga, cuáles serán los títulos habilitantes exigidos, que asigne competencias a las autoridades que deberían intervenir (tanto del sector energético como de transporte) y que defina otros aspectos de la actividad de recarga (grado de regulación, modo de fijación de precios de la recarga pública, aspectos sobre el transporte de electricidad por redes, precios aplicables a la recarga domiciliaria, etc.).

# 1. INTRODUCCIÓN

El Informe de Resultados presentados en el marco de este proyecto hizo un análisis detallado de las causas de diversos tipos de inconsistencias existentes tanto legales como institucionales.

Las inconsistencias institucionales se refieren a los roles y competencias asignados por la ley, y ejercidos en la práctica, por autoridades y otras instituciones del sector eléctrico. En el Informe de Resultados se detallaron algunos ejemplos de las inconsistencias institucionales encontradas entre la CNE y la SIE (por ejemplo, facultades reglamentarias, de fiscalización y de evaluación de solicitudes de concesión) o entre la CNE y el MEMRD (por ejemplo, fijación de la política y planificación sectorial, promoción de eficiencia energética), que dan como resultado un marco institucional con:

* Competencias asignadas a más de una autoridad (superposición de funciones);
* Competencias no definidas por falta de claridad;
* Competencias no asignadas (vacíos legales);
* Competencias no ejercidas en la práctica;
* Incumplimientos legales;
* Exceso de discrecionalidad en el ejercicio de las competencias.

Asimismo, se mencionaron algunas inconsistencias de la organización institucional y del funcionamiento de otras instituciones del sector eléctrico, tales como las relativas al rol de la CDEEE.

Además de las mencionadas inconsistencias institucionales, el Informe de Resultados también detalló otros ejemplos de inconsistencias legales (capítulo sobre Marco Legal) relativas a las reglas que rigen el funcionamiento del sector eléctrico. Dichas inconsistencias incluyeron vacíos legales[[1]](#footnote-2) (leyes y reglamentos no adoptados o desactualizados) y problemas en la implementación o cumplimiento de la legislación en vigor. Ese Informe analizó algunos temas en particular con mayor detalle y en capítulos separados.

Este Informe de Diagnóstico incluye un análisis más detallado del equipo TAF acerca de las inconsistencias legales e institucionales que es necesario resolver. El análisis toma en cuenta la información obtenida en reuniones mantenidas en República Dominicana, pero la profundiza. También se incluyen propuestas para resolver estos problemas, y de la reforma que es necesaria realizar para el funcionamiento armónico del sector y el desarrollo de una economía baja en carbono y con mayor despliegue de energías renovables y eficiencia energética.

El capítulo Marco Institucional en particular contiene también detalles sobre la nueva estructura orgánica institucional que el equipo TAF considera necesario realizar, adelantando gran parte del contenido que debería incluir el próximo informe. Las propuestas relativas a esta cuestión comprenden aspectos de gobernanza, aspectos orgánicos y de funcionamiento de autoridades y de otras instituciones, y también la modificación de los roles y de las funciones de las autoridades y de otras instituciones del sector energético. Luego, algunas propuestas relativas a aspectos institucionales se explican con más detalles en otros capítulos del Informe.

En el Informe de Resultados se mencionaron algunos problemas que enfrentaban los desarrolladores de proyectos de generación relativos a los montos exigidos por las autoridades municipales y a un problema de titularidad de los terrenos. Estos temas exceden al sector energético y requieren un análisis profundo de Derecho Administrativo y Civil.

En el caso de los municipios, deberán evaluarse las prerrogativas otorgadas por la Constitución de la República y por la ley que los regula, y considerarse si se pueden o deben hacer modificaciones legales. En el caso de los problemas de ausencia de titularidad de terrenos, es un tema de Derecho Civil y de requisitos y procesos legales relativos a la registración. Por todo ello, el tema de los municipios y el problema de titularidad de terrenos están fuera del alcance de esta consultoría.

El Anexo 1 de este informe incluye una tabla que contiene una larga lista de inconsistencias encontradas en las principales leyes que rigen el sector eléctrico. Dichas inconsistencias se analizan por capítulos.

# 2. MARCO LEGAL

## 2.1 INCONSISTENCIAS LEGALES ENCONTRADAS

Las inconsistencias legales encontradas por el equipo TAF incluidas en la tabla que figura en el anexo 1 pueden agruparse de la siguiente manera:

1. Vacíos legales en términos generales;
2. Inconsistencias relativas al proceso de otorgamiento de concesiones;
3. Inconsistencias relativas a la gestión de las distribuidoras estatales, sus causas y consecuencias;
4. Inconsistencias relativas a la actividad de transmisión;
5. Inconsistencias relativas a la implementación de los mecanismos de promoción de las energías renovables previstos en la Ley 57-07 (incluyendo la modificación hecha mediante Ley 115 de 2015 a su artículo 5);
6. Inconsistencias relativas a las compras de energía por parte de las tres distribuidoras estatales;
7. Inconsistencias relativas a generación distribuida;
8. Inconsistencias y/o vacío legal relativas a la constitución de servidumbres;
9. Otras sobre cuestiones más específicas.

Antes de hacer propuestas concretas acerca de cómo resolver estas inconsistencias mediante un nuevo esquema institucional y legal, el equipo TAF se preguntó, y debatió, acerca de cuán profunda debe ser la reforma del sector, y en qué dirección debe estar orientada. Es decir, si solo debe buscarse adecuar el modelo de organización del sector eléctrico previsto por las leyes en vigor, aunque haciendo los ajustes necesarios, o si el cambio debe ser más profundo.

Por lo tanto, este capítulo incluye lo siguiente:

* Un análisis teórico y conceptual introductorio acerca de los posibles “modelos de organización del sector eléctrico” y de los lineamientos generales seguidos por la legislación en vigor;
* Las opiniones y propuestas por el equipo TAF acerca del lineamiento general que debe seguir la reforma legal e institucional necesaria para resolver las inconsistencias identificadas, así como recomendaciones más específicas sobre los distintos grupos de inconsistencias;

Los siguientes capítulos hacen propuestas más concretas sobre cómo resolver inconsistencias legales relativas a temas más concretos

## 2.2 LINEAMIENTOS DE LA REFORMA LEGAL E INSTITUCIONAL

### 2.2.1 ALTERNATIVAS DE ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO

Antes de referirnos al modelo de organización del sector adoptado por las Leyes 125-01 y 57-07, y de las recomendaciones del equipo TAF sobre los lineamientos de la reforma propuestas, conviene hacer una referencia conceptual a los posibles modelos.

|  |
| --- |
| **Box 1: Organización del Sector Eléctrico**  Desde los años 80 y 90s, a nivel mundial se pueden encontrar tres tipos diferentes de organización del sector eléctrico: monopolio, comprador único y desregulado con competencia a nivel mayorista o minorista. La elección de uno u otro modelo depende de muchos factores, desde decisiones políticas hasta el tamaño del sector (en mercados muy pequeños suele considerarse que la competencia no es factible).  **(i) Monopolio**  Bajo esta alternativa, hay una sola empresa, responsable de realizar todas las actividades (generación, transmisión y distribución y suministro a todos los consumidores) en el sector eléctrico. No hay desregulación alguna ni otros actores (aunque en países con mala calidad de servicio y frecuentes cortes, muchos usuarios tienen su equipo de autogeneración de emergencia).  **(ii) Comprador único**  Según este modelo, la actividad de producción de electricidad se abre a productores independientes, conocidos por su sigla en inglés IPP (I*ndependent Power Producers*). Suele haber pequeñas centrales de autogeneración y cogeneración, a los que generalmente también están permitidas vender sus excedentes. Pero bajo este modelo de organización sectorial, hay una sola institución que compra toda la electricidad producida en el país, razón por la cual se la denomina “comprador único”. Este último suele ser una empresa verticalmente integrada que realiza por lo menos alguna otra actividad (transmisión y/o distribución). Toda la electricidad es suministrada a usuarios finales por las empresas distribuidoras que sirven el área donde se encuentra el usuario.  Por lo tanto, bajo este modelo:   * No hay mercado ni competencia alguna, ni del lado de la oferta ni de la demanda; y las distribuidoras abastecen de energía a todos los usuarios finales). Bajo este modelo, no hay usuarios que puedan negociar libremente su suministro de energía eléctrica, ni hay un solo tipo de precio libre. En este sentido, todas las actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización son remuneradas a través de tarifas reguladas por alguna autoridad;   La única competencia que puede haber es la de acceso al sector[[2]](#footnote-3) y se da a través del concurso o licitación que se realiza para elegir al mejor oferente (u otro mecanismo de contratación permitido por la ley local de cada país). La realización de una licitación no es un requisito para la instalación de productores independientes, aunque es el método más utilizado. Sin embargo, en muchos países se utiliza también la negociación y otros métodos de contratación pública permitidos por las regulaciones locales. Al término de la licitación, negociación u otro proceso de selección, al oferente seleccionado se le otorga: (1) un contrato de largo plazo (PPA: *Power Purchase Agreement*) que define precios, condiciones, plazo y condiciones de venta de la energía producida, y (2) una concesión o licencia para operar.  **(iii) Desregulado / con competencia (a nivel mayorista o minorista)**  La organización del sector eléctrico bajo el modelo de competencia requiere hacer *a priori* una diferenciación entre actividades:   * Potencialmente competitivas (generación y comercialización) por un lado; y * Consideradas como monopolios naturales, por el otro, es decir, aquellas en las que se cree que no puede o no debe haber competencia (transmisión y distribución).   En estas actividades potencialmente competitivas, los precios de energía no son regulados sino fijados por las partes: entre compradores y vendedores. Ello puede hacerse mediante contratos bilaterales o a través de un mercado centralizado (bolsa o pool). La legislación y autoridades buscan potenciar y controlar que haya competencia efectiva. El objetivo es bajar los precios globales de la energía y hacer más competitivo al país.  Pero para que ello suceda, es necesario que se den las condiciones para que haya competencia efectiva en ambos segmentos del mercado, es decir oferta (generadores) y demanda (compradores).  En este tipo de mercado, como los generadores se instalan a su riesgo y no se les otorga un contrato de largo plazo con alguna institución estatal (PPA), el ingreso al sector suele seguir el procedimiento normalmente llamado “de autorización”. Bajo este procedimiento, la legislación (leyes y reglamentos) establecen todos los requisitos que deben cumplirse para poder generar energía (técnicos, financieros, legales, ambientales, etc.) y todos aquellos que los cumplen tienen derecho a obtener la autorización para hacerlo (a dicha autorización puede llamársela licencia o autorización). Las autoridades solo controlan el cumplimiento de esos requisitos, no negocian ni agregan nuevos requisitos. Como no hay precios asegurados ni regulados, sino que el generador ingresa al mercado en condiciones de competencia, no hay licitación previa.  En este modelo desregulado, las actividades de distribución y transmisión, normalmente consideradas monopolios naturales, están completamente reguladas (*ex ante* y *ex post*). Para ello, la reglamentación y las decisiones de las autoridades deben asegurar que:   * Todas las condiciones de servicio, así como los precios a pagar por el acceso y uso de redes de transmisión y distribución estén regulados y fijados de antemano o por lo menos controlados por una instancia; * Los usuarios de las redes de transmisión y distribución tengan asegurado el derecho de acceso y uso de dichas redes. Para ello es necesario, además de la regulación técnica y comercial, que se fiscalice a estos operadores ante posibles abusos, que autoridades imparciales resuelvan conflictos relativo al uso de redes de forma eficiente y en cortos plazos, y que se fiscalice la calidad de servicio y el cumplimiento por parte de estos operadores de todas las obligaciones que les han sido impuestas mediante leyes, reglamentos y concesiones/licencias.   **Competencia mayorista o minorista**: La apertura a la competencia puede darse a nivel mayorista (por ejemplo, como lo prevé la legislación de la República Dominicana o chilena –analizada en el informe Benchmarking-) o minorista (como está vigente en la Unión Europea). En el primer caso, solo a algunos grandes consumidores (definidos por la regulación en función de su nivel de consumo o conexión) se les permite celebrar contratos libremente con los generadores de energía o comercializadores, según los casos. En el segundo caso, todos los consumidores, incluso los domésticos, pueden elegir libremente su proveedor de electricidad. |

### 2.2.2 MECANISMOS PARA ASEGURAR EL ABASTECIMIENTO Y PROMOVER ENERGÍAS RENOVABLES

|  |
| --- |
| **Box 2: Promoción de Energías Renovables**  La promoción de generación renovable puede hacerse tanto en mercados desregulados como en otros donde no hay competencia (comprador único o monopolio).  A principios del nuevo milenio y en particular luego del alza abrupta de los precios de petróleo del año 2007, muchos países carentes de hidrocarburos de distintos continentes comenzaron a preocuparse por la seguridad del abastecimiento. Asimismo, las preocupaciones mundiales por el cambio climático aceleraron esta tendencia.  Por ello, antes o después, en este milenio tanto países desarrollados como países emergentes de todo tipo y en particular aquellos que carecen de hidrocarburos y deben importarlos, comenzaron a buscar modificar su matriz energética para asegurar su abastecimiento y desarrollar recursos renovables locales.  Los programas y mecanismos de fomento, que se utilizan desde entonces en muchos países, incluyen:   1. Licitaciones públicas que fijan en los pliegos las características de la generación a contratar. Los pliegos respectivos suelen fijar al menos detalles sobre potencia a ser instalada y tipo de energía a partir de la cual las nuevas plantas generarán, y en algunos casos pueden incluir otros detalles, tales como localización de las plantas, etc. La licitación se realiza para seleccionar los mejores oferentes y precios. A continuación, se les otorga un PPA en base al precio y otras condiciones ofrecidas y se otorga una licitación/concesión a los oferentes seleccionados; 2. Precios regulados establecidos en forma previa por la autoridad o por una ley, tales como los precios preferentes (conocidos como *Feed-in-Tariffs*) o primas (*Premium Tariffs*). En muchos países se estableció un límite a la potencia o energía total a ser remunerada en base a estos mecanismos; 3. Mecanismos de mercado, tales como las cuotas, es decir, un porcentaje mínimo de energía que las empresas que suministran energía deben cumplir (Chile implementó esta política, descrita en el Informe de Benchmarking); 4. Otros: beneficios tributarios (exenciones o recortes impositivos o aduaneros), acceso prioritario a la red, promoción de la generación distribuida con la participación de nuevos actores en el mercado.   La mayoría de los países que habían desregulado su sector eléctrico mantuvieron la competencia allí donde la había, pero, a la vez, exceptuaron de dicha regla a la generación renovable, para la que establecieron regímenes especiales de retribución.  Como al inicio las energías renovables en general no eran competitivas frente a las convencionales, y sus altas inversiones iniciales tampoco eran comparables, en muchos países con sectores eléctricos desregulados (los países de la Unión Europea son un buen ejemplo de esto), se establecieron mecanismos de promoción de energías renovables, con precios de alguna forma regulados, que constituyeron excepciones al régimen general aplicable a la instalación de nueva generación.  Cada país debió luego determinar cómo se pagarían esos precios regulados de energías renovables fijados mediante precios preferentes (*Feed-in-Tariffs*), primas o PPAs. Las opciones eran que lo financiara el Estado o que lo pagaran los usuarios, y esta última forma es la elegida en general.  Por eso, en los países donde convive un régimen de competencia en generación con precios regulados para la generación renovable, el precio de la electricidad tiene dos componentes:   * El precio de la energía la fija el mercado desregulado (sea en un pool o bolsa de energía, en contratos entre operadores, en el precio ofrecido por el comercializador, etc.). * A ese precio desregulado se le agrega un componente regulado que refleja el traslado (pass-through) al precio de energía que pagan los usuarios, de los costos adicionales que representa la compra de energía renovable definida por PPAs, precios preferentes u otros. |

La legislación dominicana sigue los lineamientos de los países donde conviven la desregulación de la actividad de generación, con mecanismos de fomento de energías renovables a través de precios regulados de alguna manera porque:

* Mantiene el régimen general para la instalación de nueva generación, que se rige por la Ley 125-01 (no hay PPA, no hay licitación, se debe otorgar la concesión a todos aquellos solicitantes que cumplan los requisitos legales y reglamentarios);
* Pero mediante la Ley 57-07 crea un “régimen especial” diferente, aplicable a la generación renovable que cumpla los requisitos de esta ley.

Para promover la generación renovable resulta también necesario realizar una adecuada planificación estatal que asegurase el cumplimiento de las metas del país en materia de la matriz energética y de disminución de emisiones de gases de efecto invernadero (en particular en aquellos países que asumieron obligaciones internacionales sobre cambio climático).

Por su parte, las autoridades deben realizar los análisis, estudios, cálculos, y tomar las decisiones correspondientes para determinar las bases de los distintos programas mediante los cuales se fomenta este tipo de generación (por ejemplo: calcular y fijar precios preferentes (*Feed-in-Tariffs*) o primas, preparar los pliegos y desarrollar licitaciones, adopción de cuotas, etc.) y establecer cómo se solventarán posibles costos adicionales de dicha generación.

### 2.2.3 MODELO DE ORGANIZACIÓN DEL SECTOR SEGÚN LAS LEYES EN VIGOR

La Ley 125-01 se adhirió al modelo de competencia a nivel mayorista. Toda la legislación está orientada a ello.

Ello es así no solo en el SENI sino también en los sistemas aislados. Al respecto, debe indicarse que la Ley 125-01 no contiene reglas que indiquen que dicho modelo de organización del sector sea distinto en los sistemas aislados. En este sentido:

* ningún artículo de la ley, ni el 107, ni el art. 108 prohíbe que haya usuarios no regulados que negocien libremente con el distribuidor/comercializador zonal o con algún generador que pueda estar ubicado en esa área aislada.
* Tampoco la ley prohíbe la instalación de generadores o autoproductores en zonas aisladas, que puedan vender su energía a usuarios no regulados.
* Según nos informó CEPM, la empresa que opera un sistema aislado, hay autoproductores en su área de concesión produciendo bajo el esquema de Medición Neta actualmente.
* Tampoco la Ley 57-07 establece reglas que impidan su aplicación a los sistemas aislados. Más aún, la Ley 57-07 establece en su artículo 2 que su aplicación comprende a “todo el territorio nacional”.

Es decir, desde un punto de vista de lo establecido en las leyes que regulan el sector, tanto zonas aisladas como interconectadas, el modelo de organización del sector que prevé la ley es el mismo.

La principal regla que diferencia a los sistemas aislados de lo aplicable en el SENI está dada por el tipo de organización empresarial permitida, y está contenida en el artículo 11 de la Ley 125-01.[[3]](#footnote-4) Dicho artículo impone una desintegración vertical que se aplica a las empresas que actúan en el SENI, pero no a las que operan en sistemas aislados. Es más, tampoco se aplica a todas las empresas eléctricas que operan en el SENI ya que esta restricción no se aplica tampoco a las empresas que operan en el SENI cuya demanda máxima no sea superior a 2 MW.

Pero esto hace referencia a la estructura empresarial (integrada o desintegrada verticalmente)[[4]](#footnote-5), y no a la forma de organización del sector.

Desconocemos si en alguna área en la que hay distribuidores operando sistemas aislados se les otorgó un derecho de monopolio para realizar tanto distribución como generación, o si se les otorgó derechos de comprador único. No hemos podido encontrar el texto de dichas concesiones. Sólo encontramos información general, tales como:

* Resolución SIE N° 11 de 2004 que recomienda a la CNE que, a su vez, recomiende al Poder Ejecutivo, otorgar una concesión definitiva al Consorcio Energético Punta Cana-Macao (CEPM);
* Información periodística respecto al otorgamiento de una concesión definitiva a la compañía Costasur Dominicana para operar un sistema aislado con una capacidad instalada de 47.2 megavatios (MW) dentro del complejo Casa de Campo y del Central Romana Corporación, en la provincia de La Romana.[[5]](#footnote-6)

Por lo demás, no hay diferenciaciones en la ley relativas a sistemas aislados. Es cierto que, aunque no se mencione expresamente, algunos artículos de la Ley 125 parecen no ser aplicables como los que se refieren al mercado Spot.

Sin embargo, la gran mayoría de las reglas de la ley, desde las referidas a concesiones, servidumbres, control por parte de la SIE, derechos de usuarios, obligaciones de distribuidores y comercializadores, disposiciones penales, etc. son aplicables tanto a sistemas aislados como a los interconectados. Por último, la Ley 57-07 no hace distinción alguna entre sistemas aislados o interconectado.

La ley 125-01 también alentó la privatización de la generación y distribución (se reservó al Estado la transmisión y generación hidráulica mayor a 5 MW de potencia), que se efectivizó en una primera etapa, aunque luego se volvió hacia atrás y las tres distribuidoras nacionales volvieron a manos estatales. No obstante, el modelo de competencia a nivel mayorista no se modificó.

Es cierto que se introdujeron modificaciones parciales o adecuaciones que hicieron compatible este modelo de mercado con la necesidad de promover las energías renovables.

Pero para ello, las leyes previeron mecanismos similares a los ya implementados en países con sectores eléctricos incluso mucho más competitivos, como en la Unión Europea, donde hay competencia a nivel minorista.

Conforme se explica en el siguiente título, esto es lo que refleja el conjunto de leyes que rigen la organización del sector eléctrico, en particular la Ley 125-01 y sus modificaciones, y la Ley 57-07 relativa a energías renovables.

En base al conjunto de leyes en vigor en la República Dominicana resulta que:

1. **El sector eléctrico sigue estando organizado bajo el modelo de desregulación con competencia a nivel mayorista**, que permite competencia en generación y comercialización, aunque esto último está reservado a los grandes usuarios;
2. **Sigue vigente el** **régimen general de instalación de nueva generación previsto por la Ley 125-01** (denominado internacionalmente “de autorización”) bajo el cual:

* No resulta necesario hacer una licitación para realizar esta actividad; y
* Todo solicitante que cumple los requisitos técnicos, legales, financieros, ambientales y de cualquier otro tipo fijado por la legislación tiene derecho a obtener un título habilitante (concesión), y a generar electricidad y venderla en condiciones de competencia, participando en los mercados Spot y de contratos.

1. Se estableció **un régimen de retribución especial, distinto al “general”, aplicable únicamente a la generación renovable que cumpliera los requisitos fijados por la Ley 57-07 y sus reglamentaciones.** Bajo este esquema no resultaría necesario realizar una licitación, pero sí cumplir todos los requisitos legales, muchos de los cuales debían ser determinados por las autoridades (CNE / SIE) y/o fijarse en reglamentos que en muchos casos no se adoptaron. En base a este régimen especial, todos aquellos que cumplieran esos requisitos tendrían un derecho a recibir un precio regulado, que resultaría de la aplicación de mecanismos de cálculo y primas a ser fijados en base a los parámetros establecidos en la Ley 57-07 y sus reglamentos, y a recibir el correspondiente PPA.

La diferencia con otros países no estuvo en la letra de la Ley 57-07 sino en su implementación, porque por parte de las autoridades no cumplieron con las obligaciones que esta norma les impuso. Tal como se detalló en el Informe de Resultados:

* Debía fijarse el límite de potencia a ser instalada, que no fue fijado;
* Aunque la ley estableció la fórmula que se aplicaría para determinar el precio a pagar por dicha electricidad renovable (que se determinaría en base al costo marginal nivelado por una prima o incentivo de compensación)[[6]](#footnote-7) la CNE debía recomendar anualmente a la SIE los precios mínimos y máximos para cada tipo de energía renovable, y ello nunca se hizo;
* La SIE nunca cumplió su obligación de fijar, en coordinación con la CNE, los límites a la concentración de la oferta por provincia o región, y al porcentaje de penetración de la potencia eléctrica en cada subestación del sistema de transmisión[[7]](#footnote-8);
* El reglamento de la Ley 57-07 modificó las condiciones para la determinación de la prima que habían sido establecidas en la ley 57-07, y fijó una fórmula y los criterios en función de los cuales la prima debía actualizarse.[[8]](#footnote-9) En lo formal, debe decirse que una ley no debería ser modificada por un decreto, de inferior jerarquía. En lo sustancial, los valores establecidos por el decreto, actualizados al año 2020, darían como resultado que la retribución de la energía fotovoltaica sería de 75 ȼUSD/kWh y de la eólica de 17.5 ȼUSD/kWh. Como esos valores, implicarían precios muy superiores a los de mercado, o a los que podrían obtenerse por medio de procesos competitivos, tampoco se aplicaron y los contratos terminaron siendo “negociados” entre la CDEEE y los desarrolladores.

## 2.3 LINEAMIENTOS GENERALES DE LA REFORMA

El equipo TAF se preguntó acerca de si debían modificarse los lineamientos sobre organización del sector eléctrico bajo el modelo de competencia a nivel mayorista, y sobre el establecimiento de nueva generación y, encontró las siguientes respuestas:

1. En las reuniones, las entidades privadas, implícitamente, propusieron ajustes, pero sin modificar el actual modelo de organización del sector. Los ajustes legales e institucionales debían procurar el funcionamiento más eficiente, transparente y previsible del sector.
2. El Pacto Eléctrico, aunque no se firmó, pero se debatió largamente en toda la sociedad, incluyó propuestas que tienen la misma orientación mencionada en el párrafo anterior. Esto se verifica en la mayoría de los puntos acordados en dicho pacto y, en particular, los siguientes:

* Que se aliente la libre competencia y las inversiones en todas las actividades que la ley permita, controlando y sancionando la competencia desleal y los abusos de posición dominante (6.1.1), y garantizando la estabilidad legal y la seguridad jurídica (6.1.2);
* Que asimismo se promuevan y prioricen las energías renovables (7.1.4 y 9.5.1) para que se asegurase la sostenibilidad ambiental;
* Que el Estado promueva la participación privada y solidaria en generación y distribución conforme lo establecido por la Ley 125-01 (5.1.3); pero manteniendo monopolio estatal sobre la generación hidráulica mayor de 5 MW y la transmisión en el SENI;
* Que la SIE reglamente la comercialización de energía (5.2.1);
* Sostenibilidad financiera (8.1, 8.2.) y mejora de la gestión de las tres distribuidoras estatales que les permita cumplir con sus obligaciones y pagos a generadores, así como a la ETED y a entes reguladores. (8.6.1).

1. Autoridades y empresas estatales: aunque esta cuestión no se consultó expresamente, este Equipo mantiene dudas acerca de la posición del Gobierno de la República Dominicana en general y de cada una de las autoridades del sector en particular.

**Por lo expuesto, el equipo TAF** **propone que el lineamiento general de la reforma legal e institucional debería seguir la orientación general propuesta en el Pacto Eléctrico, aunque con las diferencias aquí señaladas. Por lo tanto, se propone mantener:**

* 1. **El modelo de organización del sector en base al modelo de desregulación y competencia a nivel mayorista;**
  2. **Los lineamientos generales previstos por la Ley 125-01 sobre el régimen general de instalación de nueva generación en condiciones de competencia, sin PPA con empresas del Estado y sin licitación**;
  3. No obstante, se recomiendan modificaciones relativas a:
     1. Régimen general: la electricidad solo se puede vender en el mercado Spot o a consumidores no regulados o distribuidores privados;
     2. Limitaciones al poder/cuota de mercado que en generación se permita a cada uno de los generadores privados. Esta propuesta se explica más adelante, en este capítulo;
     3. La instalación de nueva generación privada que se beneficie a través de un régimen retributivo especial, así como las inversiones en generación realizadas por el Estado o empresas estatales deberán adecuarse a lo previsto en la planificación;
     4. El tipo de título habilitante a otorgarse, al respectivo proceso, y a requisitos legales aplicables a todo tipo de concesiones que se detallan en el capítulo sobre “Concesiones” de este informe.
  4. **Se sugieren también mecanismos de promoción para las energías renovables** y modificaciones a las reglas previstas por la Ley 57-07,detallados en el capítulo sobre “Promoción de Energías Renovables” de este informe.

## 2.4 RECOMENDACIONES

Las recomendaciones de este Equipo relativas a la modificación del marco legal que se mencionan en los distintos capítulos de este informe siguen el lineamiento general propuesto en el título precedente.

Por ello, para que el sector eléctrico permita la competencia en generación, pero a la vez fomente una transición energética y funcione de manera eficiente y consistente, se hacen recomendaciones específicas sobre los temas enumerados a continuación en los sucesivos capítulos de este informe.

Además, este capítulo incluye más abajo recomendaciones específicas relativas a:

1. Limitación del poder de mercado en la actividad de generación;
2. Vacíos legales;
3. Servidumbres.

Por último, se sugiere que todas las modificaciones legales e institucionales recomendadas por este Iinforme, se implementen a través de la adopción de una ley que realice modificaciones puntuales a los artículos de las Leyes 125-01, 57-07 y 100-13 y demás leyes afectadas.

Podría argumentarse que dictar una nueva ley general que reemplace y anule a las tres leyes mencionadas permitiría una legislación sectorial más consistente. Pero parecería que en la República Dominicana esta última opción podría ser muy difícil de lograr. Por ello, se recomienda una solución que sea más viable: una ley que introduzca modificaciones a las existentes.

### 2.4.1 RECOMENDACIONES RELATIVAS A LIMITACIÓN DEL PODER DE MERCADO EN GENERACIÓN

Aunque el equipo TAF no ha obtenido estudios que evalúen si existe competencia real en el sector de generación o si ha habido abusos de posición dominante por parte de alguna empresa privada, hay indicios de lo siguiente:

* Hay dos empresas privadas importantes, además de las generadoras estatales;
* El hecho de que las tres distribuidoras no paguen a tiempo a las generadoras constituye un costo y riesgo enorme, y una barrera de entrada al ingreso de nuevos generadores;
* El Pacto Eléctrico mencionó la necesidad de controlar y sancionar la competencia desleal y los abusos de posición dominante (6.1.1).

Por todo ello, se recomienda establecer mecanismos que alienten la competencia y limiten la capacidad de competencia desleal, además de resolver los problemas de la demora de pago de generación (ver capítulo sobre Distribución). Esto no solo se sugiere a los efectos de promover la competencia, sino que resulta importante para evitar que en el futuro algún actor privado importante logre una posición de predominio tal, que le permita oponerse a la modificación de la matriz energética y a la promoción de energías renovables, en tanto ello afecte sus intereses.

Hay dos mecanismos principales de controlar y promover la competencia, a través de:

1. La legislación sobre competencia;
2. La segmentación vertical: es decir, la limitación de la cuota de mercado que un generador (por sí o a través de empresas controlantes/controladas) puede tener.

El primer mecanismo existe en la República Dominicana: la Ley sobre Defensa de la Competencia N° 42 de 2008 (en adelante Ley 42-08). Esta ley sanciona, entre otros, los acuerdos contrarios a la competencia, la competencia desleal, los abusos de posición dominante. La ley también crea una institución, la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia, responsable de fiscalizar el cumplimiento de esta ley.

Este equipo desconoce si esta Comisión ha intervenido en el segmento de generación del sector eléctrico, sea mediante un análisis del funcionamiento de la competencia o a través de casos en donde se consideró (y/o sancionó) la violación a la Ley 42-08.

En general, excepto en países con instituciones particularmente fuertes, el control real de la competencia tampoco es tan estricto. Además, la aplicación de la legislación sobre defensa de la competencia tiene las siguientes dificultades:

* Es *ex post* y requiere una investigación;
* Es necesario “probar” cualquier violación a la ley, es decir, que existió abuso de posición dominante, acuerdo contrario a la competencia u otra acción prohibida. Esto no es simple de lograr y, además, requiere de procesos que pueden ser largos.

La segunda opción es complementaria de la primera, no la sustituye, pero permite limitar el poder de mercado de antemano. De esta forma, se limita *ex ante* la capacidad de un mismo operador de convertirse en un oligopolio, o de acrecentar su poder. A mayor poder de mercado, mayor es el riesgo de abuso de dicha posición de predominio. También es más fácil de implementar y de controlar.

Por lo tanto, se sugiere agregar en la Ley 125-01 uno o más párrafos en algún artículo que:

1. Fije la cuota máxima de mercado que un mismo generador privado puede tener en la actividad de generación mediante una prohibición expresa contenida en la ley;
2. La prohibición debe aplicarse no solo a la empresa generadora sino también a sus controlantes y controladas, haciendo una referencia a la legislación en vigor. La Ley N° 479-08[[9]](#footnote-10) describe las distintas opciones de control (individualiza entre ellas a las sociedades matrices, controlantes, o sociedades subordinadas, controladas, subsidiarias y filiales);
3. Otorgue a una autoridad la capacidad de controlar el cumplimiento de esta limitación: puede ser la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia o una autoridad del sector eléctrico. Muchos países han optado por lo último;
4. Se obligue por ley a las empresas titulares de una concesión (o licencia) a informar a la autoridad de contralor sobre cualquier nueva inversión, adquisición de empresas eléctricas o fusión que aumente su cuota de mercado.

### 2.4.2 RECOMENDACIONES RELATIVAS A VACÍOS LEGALES

Los vacíos legales hacen referencia a la ausencia de legislación (leyes o reglamentos), sobre temas específicos. En su mayoría, estos vacíos fueron identificados en el Informe de Resultados, aunque se agregan algunos en este informe.

Los vacíos legales incluyen:

1. Ausencia de leyes que regulen los siguientes temas:
   * 1. Eficiencia Energética y Uso Racional de la Energía: se recomienda promulgar una ley sobre este tema;[[10]](#footnote-11).
     2. Servidumbres para líneas eléctricas: las reglas de la Ley 125-01 son confusas y contienen varios vacíos legales e inconsistencias importantes, que se detallan en el siguiente título de este capítulo. Se sugiere modificar los artículos de la Ley 125-01 que se señalan como insuficientes o inconsistentes;
     3. Residuos Sólidos: sobre esta cuestión hay un anteproyecto preparado por el Ministerio de Medioambiente y Recursos Naturales (MIMARENA). Se recomienda aprobar una ley que dé prioridad al reciclaje de los componentes e identifique los tipos de residuos restantes que deben ser utilizados para producir energía en vez de ser dispuestos de otra forma;
     4. Ley sobre Movilidad Eléctrica: este tema se analiza en un capítulo separado de este informe. Como allí se menciona, aunque la reglamentación de este tema podría eventualmente hacerse mediante un reglamento (la actividad de comercialización está prevista por la Ley 125-01 aunque no reglamentada), se recomienda no obstante adoptar una ley separada.

### 2.4.3 SERVIDUMBRES

**A - SERVIDUMBRES ELÉCTRICAS**

|  |
| --- |
| **Box 3: Servidumbres Eléctricas**  La servidumbre eléctrica es un derecho real que una persona o empresa eléctrica ejerce sobre la propiedad o predio de otra persona, que importan para esta última, restricciones o limitaciones a su derecho de propiedad (tanto al dominio, como al usufructo, etc.).  Los derechos de servidumbres, que se suelen reconocer a operadores de transmisión y distribución por lo menos, implican varios derechos:   * Derecho de ingreso y ocupación del terreno de otra persona (predio sirviente) para realizar estudios, construir una línea eléctrica, y realizar mantenimiento sobre la misma; * Derecho a emplazar torres, líneas aéreas o subterráneas en el predio sirviente; * Derecho a establecer otras limitaciones en una franja en particular (una cantidad de metros a ambos lados de la línea) tales como prohibir establecimiento de casas, árboles o cultivos de más de una determinada altura, etc.   La servidumbre es una limitación al derecho de propiedad que puede ser impuesta al predio afectado (comúnmente llamado heredad o predio sirviente), y que se puede imponer, aunque el titular del predio sirviente no esté de acuerdo. Pero para ello, es necesario cumplir los requisitos constitucionales y legales.  En la República Dominicana, la Constitución exige dos requisitos para poder restringir el derecho de propiedad, que son los mismos que suelen exigirse en muchos otros países: la declaración de “utilidad pública” y una indemnización justa y previa (art. 51).  En estos requisitos, las servidumbres eléctricas se parecen a la expropiación: en que son impuestas coactivamente, por motivos de interés o utilidad pública y que deben indemnizarse. La diferencia entre ellas es:   * La expropiación implica la transferencia completa de la propiedad desde su titular privado al Estado, municipio o a otro ente administrativo; pero, * Las servidumbres no importan una transferencia de la propiedad o dominio, sino que lo que se impone coactivamente con ciertas limitaciones al ejercicio de ese derecho de propiedad.   Las servidumbres suelen constituirse en predios rurales, donde el dueño puede continuar usando el predio sujeto a limitaciones como las mencionadas anteriormente. Las leyes o reglamentaciones suelen establecer el tipo de limitaciones a imponer, que están vinculadas a las características de cada tipo de instalación.  El procedimiento para la constitución de servidumbre es parecido al de la expropiación, típicamente incluye:   1. Una declaración de “utilidad pública” que se hace por ley. Puede hacerse una declaración de utilidad pública general en una ley especial sobre servidumbres eléctricas[[11]](#footnote-12) o en una ley que regule el sector eléctrico[[12]](#footnote-13); 2. Luego es necesario que una autoridad realice una determinación de los predios sometidos a servidumbres eléctricas, es decir, la individualización de los predios sirvientes sobre los cuales se constituirán las servidumbres eléctricas. Esto se realiza en base a planos presentados por el operador que solicita las servidumbres; 3. Para constituir la servidumbre es necesario indemnizar al titular del predio sirviente por las limitaciones y restricciones a su derecho de propiedad. Esto es así porque, de lo contrario, se estaría confiscando un derecho de propiedad. Las leyes suelen establecer mecanismos para determinar dicha valuación si las partes no se ponen de acuerdo. |

**B - LAS SERVIDUMBRES EN LA LEGISLACIÓN DOMINICANA**

El Código Civil tiene varios artículos sobre servidumbres. Se destacan los siguientes:

* Definición: las define como “una carga impuesta sobre una heredad, para el uso y utilidad de una finca perteneciente a otro propietario” (artículo 637);
* Prevé la posibilidad de establecer servidumbres por ley y son las que “tiene por objeto la utilidad pública de los particulares” (artículo 649);
* Indica que “todo lo que se refiere” a servidumbres con motivo de utilidad pública “está determinado por las leyes o reglamentos particulares” (artículo 650).

Es decir, que el Código Civil no tiene reglas apropiadas para regular las servidumbres eléctricas, que son servidumbres establecidas con motivo de utilidad pública, y además indica que otra ley debe establecer las reglas aplicables. Al respecto:

* No existe una ley especial sobre servidumbres eléctricas. Si hay leyes sobre expropiación[[13]](#footnote-14), pero no alcanzan para regular las servidumbres ya que, como se explicó, existen diferencias entre la expropiación y la servidumbre;
* La Ley 125-01 establece algunas reglas, pero hay varios vacíos legales muy importantes los cuales se detallan a continuación.

**C - LAS SERVIDUMBRES EN LA LEY 125-01**

Varios artículos de la Ley 125-01 hacen referencia a los derechos de servidumbre y a la indemnización, ellos son:

* Artículo 52: otorga derechos de servidumbre a los concesionarios de generación y distribución, quienes deben cumplir “los requisitos de la presente ley” (Ley 125-01). Ello implica:
* Derecho de acceso, uso y ocupación de bienes estatales, municipales, de dominio público y particulares individualizados en la concesión, en cuanto sean “necesarios para la construcción y operación de instalaciones”;
* “Derechos de servidumbre” establecidos en el contrato de concesión.
* Artículo 55 y 56: la empresa de transmisión y las de distribución deben otorgar servidumbres a terceros que necesiten usar sus sistemas de transmisión o distribución, respectivamente;
* Artículo 67: establece que las resoluciones de concesión definitiva y provisional, permisos y autorizaciones del Poder Ejecutivo indicarán los derechos de servidumbres conforme a los planos de servidumbres que la misma resolución o autorización también aprobarán;
* Artículo 68: Indica algunas implicancias específicas del derecho de servidumbre que se otorgará a generadores (ocupar terrenos para realizar estudios, construir obras y operar instalaciones, ocupar y cerrar terrenos para embalses, entre otras) así como generales (“todas las servidumbres y obras requeridas para las instalaciones eléctricas”);
* Artículo 69: Indica las implicancias del derecho de servidumbre que se otorgará a transportistas (realizar estudios, tender líneas aéreas o subterráneas “a través de propiedades que hayan adquirido de manera definitiva”, “ocupar terrenos necesarios para el transporte de electricidad… y limitar su uso”, ocupar y cerrar terrenos necesarios para subestaciones;
* Artículos 70 y 71: establecen limitaciones a la constitución de servidumbre nuevas (en principio no deberían establecerse sobre edificios y, deberían utilizarse las ya constituidas);
* Artículo 72: se refiere a la obligación de una concesión definitiva a gestionar la constitución de la servidumbre con los derechohabientes del predio:
* Una solución amigable; o supletoriamente;
* Las “apropiaciones” que requiera la concesión.
* Artículo 73: Menciona algunas obligaciones del dueño del predio sirviente: “no realizar plantaciones, construcciones ni obras… que perturben el libre ejercicio de servidumbres”;
* Artículos 75, 76, 77 y 78: Establecen (desordenadamente) un mecanismo “opcional” que tienen las partes de recurrir a una comisión arbitral (parecería que en caso de no llegar a acuerdo) que fije las indemnizaciones. Estos artículos fijan reglas acerca de algunos aspectos procesales, que incluyen la opción de una solución arbitral, el involucramiento del Superintendente, los efectos de la decisión arbitral, los mecanismos que permiten al titular de la servidumbre realizar el pago y ejecutar la servidumbre (con la homologación del juez de paz).

**D - INCONSISTENCIAS EN LA LEY EN VIGOR**

La Ley 125-01 es la única que se refiere a la constitución de servidumbres[[14]](#footnote-15), pero adolece de las siguientes falencias:

1. Establece un mecanismo para otorgar servidumbres a un nuevo concesionario de generación, transmisión o distribución. Parecería que el Poder Ejecutivo, al otorgar una nueva concesión, es quien realiza la afectación a servidumbre (artículo 67);
2. Omite indicar cómo se constituirán servidumbres afectadas a líneas de transmisión y distribución que soliciten concesionarios ya establecidos (ETED, EDES y distribuidores privados) cuando requieran de servidumbres para ampliar sus redes;
3. No se indica cómo ni quién (Poder Ejecutivo, Congreso a través de una ley, etc.) realiza la declaración de utilidad pública;
4. No es claro si el Poder Ejecutivo, al otorgar una concesión nueva, puede solo hacer la afectación (indicar los predios sirvientes sujetos a servidumbre) o si también puede hacer la declaración de utilidad pública.
5. No se establece cómo ni qué autoridad realiza la afectación a servidumbres en caso de que se trate de un concesionario ya establecido que requiere ampliar sus instalaciones. Es más, parecería que ninguna autoridad (la CDEEE no es una autoridad) realiza algún tipo de control sobre las ampliaciones de transmisión o distribución decididas por la ETED o las EDES;
6. Como la Constitución Nacional exige que antes se indemnice al propietario, no deberían ejercerse los derechos de servidumbre hasta tanto dicha indemnización sea acordada o fijada (conforme el mecanismo previsto en la Ley 125-01). Esto no resulta claro en la ley;
7. Las pautas que permiten interpretar cuándo corresponde constituir servidumbres y cuándo resulta necesario recurrir a la expropiación no se mencionan. Algunos artículos de la Ley 125-01 parecen indicar que se aplica la legislación relativa a la expropiación (por ejemplo, el artículo 69 hace referencia a la necesidad de adquirir de forma definitiva los terrenos por donde pase la línea, eso implica “expropiar”) aunque la mayoría se refieren a aspectos de las servidumbres;
8. Una tesis que analiza las servidumbres que constituye la ETED[[15]](#footnote-16), indica que el procedimiento que aplica la ETED es el previsto en las leyes de expropiación, y hace expresa referencia a las mismas (Leyes N° 344 de 1943, 486 de 1964 y 700 de 1974). Según esta tesis el procedimiento que se sigue es:
   1. Una declaración de utilidad pública y la adquisición por parte del Estado a través de la ETED de una franja de terreno;
   2. Constitución de la servidumbre de paso para la construcción y mantenimiento de la línea;
   3. Declaración de urgencia para que el Estado dominicano entre en posesión de los inmuebles indicados, luego de ser cumplidos los requisitos de las leyes;
   4. Entrada en posesión por parte del Estado de los inmuebles;
   5. Los propietarios de terrenos edificados están sujetos a una contribución prevista por la Ley 1849 de 1948;
   6. Los trabajos de avalúo son realizados por la Dirección General de Catastro Nacional;
   7. ETED paga las indemnizaciones;
   8. Se transfiere la propiedad de los inmuebles al Estado dominicano.
9. El procedimiento que, según la citada tesis, aplica la ETED demuestra que las reglas de la Ley 125-01 son insuficientes para la constitución de servidumbres de transmisión o distribución por parte de concesionarios ya establecidos.

**E - PROPUESTAS**

Se recomienda modificar los artículos inconsistentes de la Ley 125-01 y completar los vacíos legales de forma que el procedimiento para la constitución de servidumbres antes explicado quede claro. En particular se propone:

1. Que la ley efectúe una declaración de utilidad pública general, como la que hace la Ley del Sector Eléctrico N° 24/2013 española, para la constitución de servidumbres eléctricas;
2. Que se indique la autoridad que realizará la afectación de predios. Se propone que dicha autoridad sea:

* En el caso de nuevas concesiones: la autoridad que otorga la concesión;
* En el caso de nueva licencia: la autoridad que otorga la licencia;
* En el caso de ampliaciones de transmisión o distribución por parte de concesionarios existentes, la autoridad que debe aprobar dichas ampliaciones (en los capítulos sobre Transmisión y Distribución, se explica la necesidad de que alguna autoridad regule esto).

1. Que se identifiquen algunas limitaciones principales a la constitución de servidumbres, y los casos que requerirán expropiación. Otras limitaciones deberán fijarse por vía reglamentaria;
2. Que se identifiquen en la ley o la reglamentación, qué limitaciones a la propiedad se impondrán al predio sirviente;
3. Que se haga referencia a los derechos y obligaciones de los titulares de servidumbres, así como de los titulares de predios sirvientes, a los efectos de que sea un proceso eficiente, transparente pero también que se eviten abusos;
4. Se recomienda revisar los artículos relativos al avalúo de la indemnización previsto por la Ley 125-01. Entendemos que dicho procedimiento no se ha utilizado, lo cual permite dudar de su eficacia. Se sugiere que el mecanismo que se establezca sea justo para ambas partes: permita un proceso eficiente, pero a la vez evite abusos o confiscaciones;
5. Se recomienda que antes de otorgarse nuevas servidumbres, y antes de aprobar nuevas obras eléctricas (por parte de concesionarios existentes como las autorizadas en una nueva concesión o licencia) se realice algún tipo de consulta, en particular una audiencia pública. Esto no solo por las leyes dominicanas aplicables a la administración pública sino constituye una buena práctica internacional, internacionalmente recomendada por sus buenos resultados.[[16]](#footnote-17).

Una ley que en muy pocos artículos contempla genéricamente los principales aspectos del proceso de constitución de servidumbres, es la Ley del Sector Eléctrico N° 24/2013 española. Se sugiere tomarlo como posible ejemplo.[[17]](#footnote-18)

3. MARCO INSTITUCIONAL

## 3.1 INCONSISTENCIAS

Muchas inconsistencias relativas al marco institucional del sector energético en general y del subsector eléctrico en particular fueron ya señaladas en el Informe de Resultados. Ese Iinforme reflejó las opiniones de todas las instituciones públicas y privadas entrevistadas en enero de 2020 mientras que el Informe presente menciona inconsistencias adicionales analizadas por el equipo TAF.

Para que el marco institucional sea coherente y consistente, es necesario que la legislación que regula el sector defina claramente los roles, funciones y competencias de todas las autoridades involucradas, y que dicha legislación se cumpla.

Tal como se señaló en el Informe de Resultados en general, y como lo demuestran las inconsistencias detalladas en la Tabla de Inconsistencias incluidas en el anexo 1 de este Informe, el marco institucional del sector adolece de las siguientes inconsistencias:

* Competencias asignadas a más de una autoridad (superposición de funciones);
* Competencias no definidas por falta de claridad en la legislación;
* Competencias no asignadas (vacíos legales);
* Competencias que no se ejercen;
* Incumplimientos legales;
* Exceso de discrecionalidad en el ejercicio de una competencia.

Como se mencionó en el Informe de Resultados, la Ley General de Electricidad N° 125-01 (en adelante “Ley 125-01”) creó dos autoridades del sector energético: la CNE y la SIE, y les otorgó funciones y competencias. Muchas disposiciones de esta ley nunca llegaron a implementarse y cumplirse. Posteriormente, se adoptaron otras leyes importantes, la Ley N° 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (en adelante “Ley 57-07”) y la Ley N° 100-13 que creó el Ministerio de Energía y Minas, como órgano dependiente del Poder Ejecutivo, encargado de la formulación y administración de la política energética y de minería metálica y no metálica (en adelante “Ley 100-13”), que otorgaron competencias a la CNE y al MEMRD, respectivamente, que anteriormente se habían otorgado a otra autoridad sin modificar los artículos de las leyes precedentes que eran inconsistentes con las nuevas normas. Todas esas leyes con disposiciones inconsistentes entre ellas continúan en vigencia. Ante esta situación, cada autoridad hizo su interpretación sobre las competencias que le correspondían. Esto generó la situación actual en la que no solo se verifican solapamiento o duplicidad de funciones (una competencia ejercida por dos autoridades, a veces con distinto criterio), sino también competencias que ninguna institución ejerce (porque no es claro en la legislación quién debería hacerlo o por incumplimiento de esta).

Todas las incertidumbres e inconsistencias institucionales ya señaladas han provocado ausencia de adecuada coordinación entre las autoridades del sector: MEMRD, CNE y SIE, débil regulación sobre los actores y operadores, y consecuentemente debilidad institucional.

Este capítulo contiene propuestas y recomendaciones para resolver los problemas institucionales observados. Además de ello, se analizan los roles, organización dentro de la administración y funciones de las autoridades y de otras instituciones, en particular la UERS y la CDEEE. La existencia de un actor dominante y estatal como la CDEEE, con participación en todas las actividades, que en teoría representa los “intereses del Estado”, y con gran poder de hecho, dificulta la posibilidad del ejercicio de una regulación imparcial y adecuada por parte de las autoridades del sector.

## 3.2 RECOMENDACIONES

### 3.2.1 AUTORIDADES - ROLES

Antes de hacer propuestas acerca de las funciones que corresponden o deberían asignarse en una posible reforma legal a dichas autoridades, es importante preguntarse cuál debe ser el rol de cada una de ellas.

En este sentido, tal como mencionamos en el Informe de Resultados, en el sector energético en general y eléctrico en particular, es necesario diferenciar tres roles principales diferenciados:

1. Políticos;
2. Regulatorios;
3. Operativos.

El rol operativo corresponde a las funciones que ejercen las empresas, tanto públicas y privadas, que realizan actividades dentro del sector, tales como generación, transporte, distribución y comercialización.

Las funciones regulatorias típicas incluyen: aprobación y revisión de tarifas de actividades reguladas; fiscalización de cumplimiento de leyes y parámetros de calidad, incluyendo aplicación de sanciones; resolución de conflictos entre actores del sector, y de quejas de usuarios, adopción de reglamentaciones técnicas, comerciales y legales, el monitoreo de competencia en actividades desreguladas, otorgamiento de títulos habilitantes (licencias, concesiones, autorizaciones, etc.), entre otras.

Sin embargo, la fijación de la política sectorial es claramente considerada una función política, en general ejercida por ministerios o una institución con perfil más político.

|  |
| --- |
| **Box 4: Autoridades Reguladoras**  Desde los años 90s, ha habido una tendencia mundial a crear autoridades reguladoras imparciales para controlar servicios públicos (v.g. agua, gas, comunicaciones y electricidad), con perfil técnico y con cierta independencia (tanto del poder político como del sector regulado) para ejercer por lo menos algunas funciones regulatorias. La finalidad de su creación fue que estas autoridades tuvieran un perfil técnico y ejercieran sus funciones tomando en cuenta la viabilidad del sector a largo plazo (en lugar de los de la coyuntura o intereses políticos de corto plazo) y con reglas que garantizaran su imparcialidad respecto al sector regulado. Por ello, estas instituciones suelen estar dirigidas por directorios u órganos colegiados[[18]](#footnote-19) compuestos por personas seleccionadas en base a sus antecedentes profesionales, que ejercen dicha función a tiempo completo.  En muchas legislaciones se prevén reglas adicionales para asegurar dicha imparcialidad e independencia, tanto respecto del poder político como del sector regulado, que incluyen: requisitos para ser miembro de órganos de dirección, reglas sobre nombramiento, así como sobre la terminación anticipada de los mandatos, independencia financiera[[19]](#footnote-20), normas sobre incompatibilidades (para evitar lo que se conoce como la “captura del regulador” por parte del “regulado”), entre otros. |

**A - AUTORIDADES**

Con anterioridad a la creación del Ministerio de Energía y Minas, las dos autoridades centrales del sector eran la CNE y la SIE, ambas creadas por la Ley 125-01, como fue mencionado anteriormente.

La creación de la SIE prevista por la Ley 125-01 parece haber seguido el modelo de autoridad reguladora de perfil técnico e independiente que desde los años 90s se crearon en países de todos los continentes. En este sentido, las normas sobre gobernanza y las principales funciones de la SIE (tarifarias, de fiscalización, resolución de conflictos) así lo sugieren.

Por su parte, la CNE parece haber sido creada como una autoridad con un rol y funciones más bien de tipo político. Aunque la Ley 125-01 le dio algunas funciones regulatorias (por ejemplo, en materia de concesiones), las principales funciones que dicha ley le encomendó son de tipo políticas y son las que en otros países suelen ejercer los ministerios o secretarías de Estado responsables por energía. Las reglas sobre aspectos de organización y gobierno también la alejan del modelo típico de regulador, más aún cuando se la compara con la SIE.

Luego la Ley 57-07 le otorgó importantes competencias (adopción de reglamentación, fijación de precios mínimos y máximos, etc.) en materia de energías renovables.

Con la creación del Ministerio de Energía y Minas, las funciones de la CNE en materia de adopción de política sectoriales se trasladaron al ministerio, pese a que la Ley 100-13 no derogó o modificó los artículos que le conferían dichas funciones a la CNE.

**B - ALTERNATIVAS RESPECTO A *AUTORIDADES SECTORIALES***

Las opiniones escuchadas en reuniones relativas a la existencia y funciones de las autoridades que actualmente existen en el sector eléctrico (MEMRD, CNE y SIE) fueron divergentes.

Este tema se trató en el Pacto Eléctrico que hizo una propuesta de reestructuración institucional del sector. En general, el equipo TAF ha tomado muy en cuenta los temas acordados en dicho pacto porque, aunque no se firmó, fue ampliamente debatido por distintos representantes de la sociedad y de instituciones dominicanas.

Con respecto al tema de autoridades, el Pacto Eléctrico propuso que la estructura institucional reflejara una separación de actividades entre (5.3.4):

* Diseño e implementación de políticas públicas sectoriales;
* Planificación energética; y
* Regulación.

Aunque no lo aclara específicamente, el Pacto Eléctrico parecería contener implícita la idea de que el MEMRD debería estar a cargo del diseño de políticas, la CNE de la planificación y la SIE de la “regulación” en general.

Asimismo, el Pacto Eléctrico propuso que:

* Se asegurará el rol de órgano rector del MEMRD (5.3.4);
* La CNE fuera absorbida por el MEMRD, para lo cual una nueva ley debería traspasar competencias de la CNE al MEMRD, así como su personal. No obstante, en el Pacto Eléctrico no hay explicaciones de las justificaciones o ventajas de esta propuesta;
* La SIE continuara como órgano regulador del sector eléctrico, y se recalcó la necesidad de que actuara en forma autónoma e imparcial, para lo cual se recomendó su independencia operativa y presupuestaria.

Esta cuestión se analiza en el siguiente título.

**C - PROPUESTAS RELATIVAS A AUTORIDADES Y ROLES**

Con relación al diseño general del marco institucional, este equipo opina lo siguiente respecto a las propuestas del Pacto Eléctrico:

1. **La diferenciación entre adopción de políticas públicas, planificación y funciones regulatorias es acertada**. No obstante, en las funciones de planificación no hay una línea divisoria absoluta ya que requiere intervención de más de una autoridad. Los detalles de nuestra propuesta respecto a este tema se incluyen en el capítulo sobre “Planificación”;
2. **Es necesario que el MEMRD sea el órgano rector de todo el sector energético**, y todas las inconsistencias al respecto deben eliminarse;
3. **Consideramos que la SIE debe continuar siendo la autoridad reguladora del sector eléctrico, y que debe ejercer sus funciones de manera imparcial**.

Con relación a la aparente necesidad de independencia de la SIE, cabe recordar que la Ley 125-01 estableció normas que, en teoría, le otorgarían dicha independencia política (por ejemplo, organización, designación de miembros del Consejo, duración en el cargo), independencia financiera (financiamiento a través del sector fundamentalmente –art. 37 incisos d) en particular) e independencia del sector regulado (incompatibilidades para evitar lo que se conoce como “captura del regulador”[[20]](#footnote-21)). No obstante, las normas legales nunca alcanzan por sí mismas para garantizar la independencia de un regulador, es necesario que se instale una cultura política de respeto a dicha institucionalidad.

El Pacto Eléctrico, sin decirlo explícitamente, parece sugerir que la SIE no actuaría de forma completamente independiente, al recomendar especialmente la necesidad de asegurar su independencia operativa y presupuestaria.

En la corta visita realizada por el equipo TAF resultó imposible evaluar la actuación de la SIE y su independencia real. No obstante, algunos comentarios nos dejaron la sensación de que la SIE podría no tener siempre la imparcialidad necesaria para regular y controlar a las distribuidoras estatales.

También hay funciones de fiscalización que la SIE no está cumpliendo, por ejemplo, en materia de calidad de servicio. El problema es que tampoco le reconoce las tarifas que debería[[21]](#footnote-22), ya que las tarifas aplicadas por las EDEs no se actualizan desde 2011 y no permitirían cubrir los costos de las distribuidoras, lo que afecta su viabilidad financiera.[[22]](#footnote-23) Desconocemos la razón por la cual la SIE aprueba tarifas que parecen responder a criterios políticos.

Pero ello no alcanza para hacer una afirmación relativa a si la SIE se conduce o no de forma imparcial ni si tiene independencia política. Es cierto que la imparcialidad de un regulador resulta desafiada en países donde hay empresas estatales. A veces, estas empresas, en la práctica, se autorregulan o incluso pueden llegar a tener más poder real que el regulador mismo. Cuando ello sucede los reguladores no tienen poder real para ejercer sus funciones o lo hacen de manera acotada. También puede suceder que los reguladores confundan los intereses de las empresas estatales con las del bien común (una forma de captura del regulador), y por ello se abstienen de controlarlas. Hay normas que prevén la independencia financiera de la SIE (y de la CNE) aunque la información que se nos brindó indica que la SIE sería contaría con una importante independencia financiera (aproximadamente el 70% de sus recursos) pero no total. Podrían agregarse algunas reglas tendientes a aumentar la independencia política de la SIE, pero eso por sí mismo no asegura que la ley vaya a cumplirse o que haya un cambio institucional profundo.

Por lo tanto, la existencia o ausencia relativa de independencia de la SIE, si ese es el caso, no puede ser solucionada con una modificación legal sino con un cambio de cultura política que debería ser impulsado por el propio Gobierno que permita, con el tiempo, afianzar la institucionalidad creada por la ley.

1. **Con relación a la propuesta de absorción de la CNE por parte del MEMRD:** esto requeriría que una ley traspase personal y competencias de la CNE al MEMRD. No hay explicaciones en el Pacto Eléctrico de las razones o ventajas de esta propuesta. El equipo TAF merituó las razones que no justificaban esta alternativa, y eran las siguientes:

* La CNE es una institución con una importante experiencia en el sector;

El MEMRD no parece estar muy afianzado aún en sus roles y funciones, hay funciones (como el de adopción de políticas o planificación) que no ha ejercido como la ley previó; las reorganizaciones institucionales, con reasignación de personal, presupuesto, instalaciones, etc. no son simples;

No obstante, las siguientes razones[[23]](#footnote-24) justificarían la integración de la CNE en la estructura del MEMRD:

* A pesar de la experiencia sectorial de la CNE, la plantilla técnica de dicha institución permitiría decir que cerca del 40% de sus empleados (en áreas técnicas) no necesariamente contarían con el perfil adecuado o suficiente experiencia en el sector como para significar una memoria histórica. Incluso el MEMRD cuenta con algunos colaboradores que anteriormente laboraban en CNE;
* Todas las instalaciones de CNE son arrendadas;
* Existencia de duplicidad de estructuras varias y de manejo de presupuesto;
* Ausencia de resultados tangibles significativos de parte de la CNE en su rol de ente técnico;
* Necesidad de eficiencia del gasto. Se nos informó que el presupuesto anual que maneja la CNE es relativamente cercano al que dispone el MEMRD (aproximadamente el 75-85%, dependiendo igualmente del precio del barril de petróleo).

**Por ello, el Equipo TAF considera recomendable la integración de la CNE en la estructura del MEMRD.**

Se han sugerido distintas alternativas para hacerlo:

* Integración de la CNE como un viceministerio del MEMRD;
* Disolución de la CNE y reparto de su personal en los distintos viceministerios y direcciones del MEMRD.

Deberían evaluarse otras alternativas, siempre que sean permitidas por la legislación administrativa.

**El análisis de las opciones mencionadas y de otras alternativas posibles para integrar la CNE dentro de la estructura del MEMRD, así como la recomendación correspondiente de este equipo de consultores, serán incluidas en el próximo informe “Propuestas de Estructura Orgánica y Funcional”.**

Como en principio, este equipo de consultores entiende que la alternativa de que CNE sea desintegrada y absorbida por el MEMRD no parece ser la más adecuada, **las recomendaciones relativas a las competencias mantienen temporalmente la distinción entre las correspondientes al MEMRD y a la CNE (o su sucesora en una nueva estructura).**

En el informe “Propuestas de Estructura Orgánica y Funcional” se revisará esta cuestión y se hará una propuesta final y completa respecto a la estructura orgánica y funcional del MEMRD y de la CNE, así como de las competencias de esta última, dependiendo de la modalidad de integración que se recomiende.

Con relación a las competencias de la CNE en particular, los representantes del MEMRD expresaron su opinión acerca de que la CNE debería ser transformada en una institución técnica dedicada “exclusivamente” a la planificación energética, así como la gestión de la información estadística necesaria para estos fines y los de las instituciones del sector.

Estamos de acuerdo en que la CNE, sea como entidad autónoma o integrada de alguna manera al MEMRD, debería ser una institución con un perfil técnico. Por ello, se sugieren otorgarle también otras competencias, abajo detalladas.

Para ello, se sugieren modificaciones en materia de competencias:

* **Competencias**: se propone que la CNE tenga un rol propio de una agencia de energía. Así, la CNE debería tener competencias relativas a la planificación del sector energético (conforme los lineamientos establecidos en la Política Energética que defina el MEMRD), en la promoción y funciones regulatorias en energías renovables y eficiencia energética, y en la evaluación de solicitudes de licencias y concesiones. Los detalles sobre esto último se incluyen en el capítulo sobre “Concesiones”.

1. **Diferenciación entre autoridades y “actores” que realizan actividades en el sector eléctrico (público o privado) del sector:** El MEMRD, la CNE y la SIE son las actuales autoridades del sector que ejercen las funciones políticas o regulatorias mientras que las instituciones públicas o privadas que realizan actividades de generación, transporte, distribución o comercialización de electricidad, incluyendo a sus controlantes son operadores o actores del sector.

Debido al rol que los gobiernos y el Decreto 923-09 le han otorgado, corresponde insistir en la diferenciación entre operación y regulación, y en que la CDEEE es solo un operador, que no debe tener ningún tipo de funciones políticas o regulatorias. Al respecto, la CDEEE no es una autoridad sino es un actor (público y dominante) que dirige a empresas que realizan actividades y operan activos eléctricos.

Más aún, la ley Orgánica de la Administración Pública N° 247 de 2012 prohíbe expresamente otorgar funciones reguladoras a empresas que operan servicios públicos, aunque se trate de empresas estatales (artículo 6).

### 3.2.2 ASPECTOS DE GOBERNANZA

#### **MEMRD**

Sabemos que la Ley Orgánica de la Administración Pública N° 247 de 2012 (en adelante Ley 247-12) establece que los viceministerios deben estar fijados por ley (artículo 26). Pero dicha norma es inconveniente por una razón importante: por razones prácticas, es importante y necesario que un órgano de la administración sea centralizado o autárquico, pueda decidir su propia organización interna. Por lo tanto, sería conveniente que el ministro pudiera decidir la organización del ministerio a su cargo. No obstante, como en la República Dominicana el Presidente es quien nombra a los Viceministros (conforme al art. 128 (2) (a) de la Constitución) y decide la conformación de los ministerios, y tratándose de la administración central (no autónoma), sería lógico que entonces el Presidente, como autoridad máxima del Poder Ejecutivo, pudiera decidir la organización interna de los ministerios. Como regla general, se sugiere evitar la creación de viceministerios a través de una ley. Las leyes se hacen para perdurar en el tiempo mientras que la estructura de un ministerio (o de cualquier otra autoridad) debe adaptarse a las cambiantes necesidades y prioridades de períodos mucho más cortos, e incluso de cada gobierno. Por lo tanto, sería conveniente evaluar la posibilidad de que dicho artículo sea modificado y que se permita que la estructura del ministerio (y de la cantidad y tipos de viceministerios) sea fijada por un Decreto presidencial.

Por lo tanto, se recomienda:

1. Dentro de lo posible, modificar el artículo 26 de la Ley 247-12 para eliminar la obligación de fijar los viceministerios por ley;
2. Evaluar la posibilidad de modificar el artículo 5 de la Ley 100-13 que fija los viceministerios del Ministerio de Energía y Minas y otorgar al presidente la capacidad de crearlos por Decreto;
3. Si ninguna de las dos opciones precedentes es posible, proponemos que al menos, los viceministerios no sean fijados a través de una ley que regule el sector energético sino de una ley *ad hoc*. En este sentido, en algunos países es normal que un nuevo gobierno cree, fusione, elimine o modifique competencias de ministerios a través de una ley especial (por ejemplo, una “Ley de Ministerios”) o un acto administrativo. Como en República Dominicana los viceministerios también deben ser determinados por ley, podrían ser incluidos en dicha ley especial. Esta recomendación se debe a que una ley de ministerios resulta más fácil de modificar que una ley de energía.

### Pág. 34: 3.2.3 PARTICIPACION EN CIERTAS DECISIONES

El equipo TAF recomienda adoptar mecanismos de consulta en ciertos casos.

Entre los mecanismos internacionalmente utilizados por reguladores se destacan la audiencia pública y los documentos de consulta. Ellos son implementados por muchos reguladores del mundo, de países de distinto continente, tamaño y nivel de desarrollo (desde el Reino Unido hasta Barbados).

Algunos funcionarios a veces temen utilizarlos por temor a que impidan una decisión o que la demoren, pero, eso es infundado. Una consulta pública sobre un tema de importancia, si está bien organizada, no debería demorar la decisión sobre la cuestión mucho tiempo. Los documentos de consulta pueden generar mayores demoras, pero las ventajas de su implementación son enormes.

Los mecanismos de consulta tienen las siguientes ventajas:

* Informan al público y otorgan legitimidad a la decisión que luego se toma;
* Permite a las autoridades escuchar todas las distintas opiniones, a veces contrapuestas, de todos aquellos a los que la decisión afectará, incluyendo actores del sector, así como usuarios;
* Si algún aspecto del tema a decidir no hubiese sido considerado por la autoridad, los mecanismos de consulta permiten subsanar esto;
* Obligan a la autoridad a comportarse de forma más transparente;
* Permiten advertir errores antes de tomar la decisión;
* Todo lo mencionado evita posteriores reclamos, recursos administrativos y judiciales, y modificación de decisiones.

Por lo expuesto, recomendamos que la ley:

1. Aliente a las autoridades del sector a realizar audiencias públicas y/o a emitir documentos de consulta antes de tomar decisiones de impacto importante;
2. Imponga de forma obligatoria la realización de una consulta pública por lo menos en los siguientes:
3. Adopción de política sectorial. Esto es exigido por el artículo 12 inciso 13) de la Ley Orgánica de la Administración Pública N° 247-12 que exige a las autoridades implementar mecanismos de participación en la adopción de políticas públicas;
4. Revisiones tarifarias;
5. Aprobación de ampliaciones de transmisión (de cierta envergadura);
6. Aprobación de reglamentaciones sobre generación distribuida y modificaciones al Reglamento de Medición Neta;
7. Antes de adoptar precios mínimos y máximos aplicables a un régimen retributivo especial aplicable a generación renovable.

### 3.2.4. FUNCIONES Y COMPETENCIAS DE AUTORIDADES SECTORIALES

A continuación, se analizan las competencias actuales de las autoridades del sector: el MEMRD, la CNE y la SIE, y se hacen recomendaciones acerca de mantener o modificar dichas competencias.

**Tabla 1: Detalle de Competencias del MEMRD**

| **MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS** | | |
| --- | --- | --- |
| **FUNCIONES** | **ALCANCE SEGÚN LEYES EN VIGENCIA** | **COMENTARIO - RECOMENDACIÓN** |
| **1. POLÍTICA ENERGÉTICA** | Como órgano rector del sistema, el MEMRD es responsable de la formulación, adopción, seguimiento, evaluación y control de las políticas, estrategias relativas al sector energético, incluyendo al subsector de energía eléctrica (art. 2 y 3, Ley 100-13).  En particular, el MEMRD debe adoptar políticas relativas a:   * Exploración, explotación, transformación de minerales; * Uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía; * Promoción de políticas que aseguren la cobertura, el abastecimiento y accesibilidad de la energía; * Asegurar el abastecimiento. El MEMRD debe velar por la seguridad del abastecimiento energético, desde la política del almacenamiento de suministros, infraestructura para la distribución y transmisión eficiente de los mismos, diseño de composición ideal de la matriz energética y planes. | Esta competencia corresponde al MEMRD.  Se recomienda que todas las disposiciones legales contradictorias sean modificadas. |
| **2. PLANIFICACIÓN** | En esta materia, el MEMRD debe:   1. Formular y adoptar planes generales, programas, proyectos y servicios relativos al sector energético, incluyendo al subsector de energía eléctrica (art. 2, Ley 100-13); 2. Diseñar planes y proyectos para la construcción de nuevas infraestructuras energéticas estratégicas relacionadas al transporte de combustibles, almacenaje, refinamiento y gasoductos, oleoductos y redes de transmisión y distribución; 3. Realizar permanentemente el estudio y evaluación de la interacción de energía y transporte y formulación de planes y proyectos para su eficientización. | Aunque la planificación es realizada por la CNE, lo hace bajo el control del MEMRD y conforme lo detallado en el capítulo relativo a “planificación”. |
| **3. TUTELA ADMINISTRATIVA Y RECTORÍA** | Control sobre instituciones del sector, asegurar que las instituciones descentralizadas se ajusten a las prescripciones legales; y controlar que se cumplan con las políticas y normas vigentes:   1. Tutela administrativa de todos los organismos autónomos y descentralizados adscritos a su sector. 2. Presidir la Comisión Nacional de Energía; 3. Dirigir la formulación, el seguimiento y la evaluación de las políticas energéticas y mineras; 4. Ejercer la rectoría de las políticas públicas que tienen que desarrollar los institutos autónomos, empresas y patronatos públicos adscritos al ministerio. | El Ministerio debe tener este rol que le asigna la Ley 100-13 y las que le corresponden en tanto ministerio, conforme lo establecido por la Ley Orgánica de la Administración Pública N° 247-12..  Se recomienda eliminar todas estas competencias y roles. |
| **4. NORMADOR** | Proponer anteproyectos de leyes, decretos y reglamentos relativos al sector energía y minas. | Se considera que es el MEMRD quien debe tener competencias para proponer proyectos de leyes, decretos y reglamentos (excepto los casos en los que las leyes 125-01 y 57-07 expresamente otorgan facultad a la SIE o a la CNE de adoptar ciertos reglamentos). |
| **5. EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍAS RENOVABLES** | El MEMRD debe “promover” y “asegurar” el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía.  En coordinación con el Ministerio de Industria, Comercio y MIPYMES, el MEMRD debe promover el ahorro y consumo racional de hidrocarburos. | Mantener. El MEMRD debería promover la eficiencia energética y al realizar sus funciones, en particular, en la política sectorial. |
| El MEMRD debe administrar el Fondo Especial creado por la Ley 112-00, para uso en el Fomento de Programas de Energía Alternativa, Renovables o Limpias y para los Programas de Ahorro de Energía (art. 12, Ley 100-13). | Este Fondo Especial fue eliminado mediante la Ley 253 de 2012 (desapareció el párrafo IV del artículo 1 de la Ley 112-00 que había creado el fondo).  Entonces, excepto que pretenda reinstituirse el fondo eliminado por la Ley 253-12, el artículo 12 de la Ley 100-13, se recomienda eliminarlo. |
| **6. FISCALIZACIÓN** | Velar por el cumplimiento de las normas de seguridad y mantenimiento de las infraestructuras energéticas. | Se recomienda que el MEMRD no tenga funciones de fiscalización en esta área. |
| **7. HIDROCARBUROS** | Conceder permisos de exploración y concesiones para la explotación de hidrocarburos.  Declarar caducas las concesiones de exploración y explotación minera. | Se recomienda mantener. |
| **8. OTORGAMIENTO DE PERMISOS** | Los permisos autorizan a ocupar bienes nacionales o municipales de uso público, con obras de generación. En el caso de los permisos que deben otorgarse a aquellos exceptuados de la obligación de obtener una concesión, es la SIE quien los otorga (art. 58 Ley, 125-01), y quien autoriza su transferencia (art. 59) | Se propone que los permisos de ocupación de bienes nacionales sean emitidos por el MEMRD, ya que esta competencia está vinculada a la evaluación de solicitudes de títulos habilitantes de generación. Nosotros propusimos que dichos títulos habilitantes que sean licencias, en lugar de concesiones (ver detalles en capítulo sobre Concesiones). También proponemos que sea el MEMRD quien autorice su transferencia.  Parecería que los permisos municipales deben ser otorgados por los municipios. |
| **9.OTORGAMIENTO DE LICENCIAS Y CONCESIONES** |  | Conforme se detalla en el Capítulo sobre Concesiones, se recomienda que el MEMRD otorgue licencias. Y de ser posible implementar las recomendaciones de este informe, que también otorgue concesiones. |
| **10. COMPETENCIAS DEL MINISTERIO DE** **INDUSTRIA, COMERCIO y MIPYMES** | Traspasadas al MEMRD (art. 19, Ley 113-10) las competencias del Ministerio de Industria, Comercio y MIPYMES en materia de minería y energía previstas en las Leyes 290-66 y 146-71 (decreto 207-09). | Se recomienda incluir de manera explícita las competencias traspasadas al MEMRD |

**Tabla 2: Detalle de Competencias de la CNE**

| **COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA** | | | |
| --- | --- | --- | --- |
| **FUNCIONES** | **ALCANCE SEGÚN LEYES EN VIGENCIA** | | **COMENTARIO - RECOMENDACIÓN** |
| **1. POLÍTICA**  (Ley 125-01) | Proponer y adoptar políticas (arts. 12 y 14.b) | | Esta función debe pasar al MEMRD y todas las disposiciones legales contradictorias deben ser modificadas. |
| **2. PLANIFICACIÓN SECTORIAL**  (Ley 125-01 y 57-07) | General:   * Elaboración planes indicativos para el sector energético (art. 12, Ley 125-01); * Estudiar las proyecciones de la demanda y oferta de energía; velar por la eficiencia y de óptima utilización de recursos, y velar por la satisfacción de la demanda (art. 12 y 14.c); | | La CNE debe tener un rol en la planificación, conforme los detalles mencionados en el Capítulo sobre “planificación”. |
| ENERGÍAS RENOVABLES:   * Fijación de cuotas obligatorias de energías renovables en el mercado de energía eléctrica y/o de los combustibles (art. 19, Ley 57-07) | | Se sugiere mantener esta competencia, pero indicar que deberá adecuarse a los parámetros establecidos por la política energética fijada por el MEMRD. Debe eliminarse la mención al Organismo Asesor, cuya disolución más adelante proponemos. |
| **3. REGLAMENTARIO** | Propuestas: propone legislación sobre el sector energía al Poder Ejecutivo y las modificaciones legales (art. 14.a, Ley 125-01); | | Se recomienda eliminar, el MEMRD debería hacer estas propuestas. |
| ENERGÍAS RENOVABLES  (Ley 57-07) | Generación Distribuida | Esta competencia fue cumplida – Se recomienda mantenerla como parte de las funciones de la CNE. |
| Competencias relativas a los biocombustibles:   * Fijación proporciones de biocombustibles (art. 22); * Adopción reglamento para cada energía renovable (art. 27); * Reglamentar sobre cultivo de productos que son fuentes de energías renovables en el 15% de las tierras del Consejo Estatal de Azúcar. | Se propone que la CNE debe continuar teniendo competencia para regular estos aspectos de los biocombustibles, conforme lo establecido en la Ley 57-07. |
| **4. CONCESIONES** | 1. Se “pronuncia” sobre la solicitud de concesión (la SIE recibe solicitudes y las remite luego a la CNE junto con un informe sobre la petición). 2. Si la CNE aprueba la solicitud y el Poder Ejecutivo otorga la “autorización”. 3. Opina sobre la revocación de concesiones definitivas (además de la SIE, resuelve el Poder Ejecutivo). 4. Informa al Poder Ejecutivo las resoluciones y autorizaciones y demás actos de las autoridades administrativas que aprueben concesiones, contratos de operación o administración, permisos y autorizaciones. | | En general, se propone que la CNE esté a cargo de todo el proceso de solicitud y evaluación de concesiones y licencias. Se sugiere quitar funciones a la SIE en esta cuestión.  Se remite a las propuestas bien detalladas sobre concesiones y otorgamiento de títulos habilitantes que se incluyen en el capítulo sobre “Concesiones”. Esto implica también funciones relativas al ´proceso de licitación, en los casos en que la misma será necesaria (conforme detalles mencionados en el capítulo sobre Concesiones). |
| **5. LICITACIONES** | No tiene actualmente competencia. | | Se propone trasladar las funciones de la SIE en materia de licitaciones de generación a la CNE (fijar las bases de la licitación, supervisar el proceso de licitación y adjudicación, conforme al artículo 110 de la Ley 125-01).  También se propone otorgarle funciones para realizar licitaciones cuando ellas sean necesarias para el otorgamiento de concesiones de distribución (ver detalles en el capítulo sobre Concesiones). |
| **6. FISCALIZACIÓN (en materia de energías renovables)** | Control del cumplimiento de la Ley 57-07 (art 6) y de su reglamento, y de la aplicación de incentivos previstos. | | Se propone que la CNE, mantenga funciones fiscalizadoras dentro del ámbito donde tiene competencias regulatorias (la planificación, los biocombustibles, incentivos a la generación renovable). |
| Del uso de los fondos públicos especializados en virtud de la Ley 112-00, que establece un impuesto al consumo de combustibles fósiles y derivados del petróleo. | | Esto debe eliminarse porque el uso de este fondo con ese fin fue eliminado por la Ley 253-12  Debe destacarse que durante los 12 años en que estuvo vigente, los recursos previstos por la ley para este fondo nunca fueron asignados. |
| **7. PRECIOS ENERGÍAS RENOVABLES** | Recomendación de precios mínimos y máximos aplicables a energías renovables a la SIE (art. 18). | | Mantener, aunque ver recomendaciones adicionales del Capítulo sobre Generación Renovable ya que el régimen retributivo a la generación renovable establecido por la Ley 57-07 no se implementó como correspondía. |
| **8. AUTORIZACIÓN INCENTIVOS A ENERGÍAS RENOVABLES** | Autorizar o rechazar las solicitudes de aplicación a los incentivos previstos por la Ley 57-07. | | Se propone que quien autorice la aplicación de incentivos tributarios (impositivos o aduaneros) continúe siendo la CNE. |
| Reservar y afectar el 20% de Fondo previsto por la Ley 112-00 (impuesto a combustibles fósiles) para incentivo a proyectos comunitarios. (art. 13) | | Esto no se cumplió, y además el fondo fue eliminado por la Ley 253-12. Por eso, el art. 13 es inconsistente con la ley 253-12.  Por lo tanto, o se restablece el fondo por una nueva ley (modificando lo establecido por la Ley 253-12), o directamente se elimina el art. 13 de la Ley 57-07. Sobre esto, sería de desear que el fondo se restableciera, pero no se advierte voluntad política de hacerlo, ya que ni siquiera se cumplió cuando estaba vigente. Por lo tanto, subsidiariamente, se sugiere al menos eliminar la inconsistencia legal. |

**Tabla 3: Detalle de Competencias de la SIE**

| **SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD (SIE)** | | |
| --- | --- | --- |
| **FUNCIONES** | **ALCANCE SEGÚN LEYES EN VIGENCIA** | **COMENTARIO** |
| **1. TARIFARIAS** | Elabora la estructura y niveles de precios regulados de la electricidad, y fija las tarifas y peajes regulados (art. 24 inciso a) y 84 de la Ley 125-01).  Decide sobre modificaciones tarifarias solicitadas por las empresas reguladas (art. 24 inciso b) de la Ley 125-01), y otros aspectos relacionados a las tarifas (aportes financieros reembolsables (art. 105 Ley 125-01). | Se recomienda mantener estas funciones en la SIE. |
| **2. FISCALIZACIÓN** | La SIE tiene una función general de fiscalización (art. 24, Ley 125-01). Ello implica:   1. Control del cumplimiento de todo tipo de legislación (leyes, decretos, reglamentos, normas técnicas, de calidad, de seguridad, de protección ambiental, etc.). aplicación de las sanciones previstas en la legislación en caso de incumplimiento; 2. Monitoreo del mercado de electricidad a fin de evitar prácticas monopólicas en las empresas (art. 24, Ley 125-01); 3. Acceso a la información; 4. Supervisión del Organismo Coordinador; 5. Conocer previamente a su puesta en servicio la instalación de obras de generación, transmisión y distribución de electricidad, y solicitar al organismo competente la verificación del cumplimiento de las normas técnicas, así como las normas de preservación del medio ambiente y protección ecológica dispuestas por el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales, quien lo certificará; 6. Requerir de las empresas eléctricas, de los autoproductores, de los cogeneradores y de sus organismos operativos los antecedentes técnicos, económicos y estadísticos necesarios para el cumplimiento de sus funciones y atribuciones. | Se mantienen estas funciones en la SIE.  No obstante, algunas de estas funciones no se cumplen adecuadamente. |
| **3. LICITACIONES** | La SIE fija las bases de la licitación, supervisa el proceso de licitación y adjudicación por parte de las distribuidoras (Art 110 ley 125-01). Asimismo, la SIE debe controlar que la venta de electricidad por contratos no supere el 80% de la demanda en el sistema interconectado. | Eliminar.  Se propone pasar la competencia en materia de licitaciones a la CNE.  Explicación: *Esto está más vinculado a la función de planificación, en la que la CNE tiene un rol importante que a la de su impacto en las tarifas de energía (conforme lo establecido por la Ley 125-01 debería haber un pass-through automático). También porque la CNE tiene un rol de promoción de energías renovables. De esta forma, antes de convocar a una licitación se tomarán en cuenta las evaluaciones y contenido de la planificación, en la que la CNE participa.*  *Por otro lado, para que la CDEEE cumpla con los objetivos en materia de matriz energética, la decisión debería imponerse desde un nivel más alto o político. Hasta ahora, la SIE no supo o no pudo regular en esta materia a la CDEEE.* |
| **4. EVALUACIÓN DE SOLICITUDES DE CONCESIONES** | Recibe solicitudes de concesión definitiva (de generación, transmisión y distribución). La solicitud debe cumplir requisitos legales y reglamentarios, y contener un estudio de impacto ambiental (art. 46).  Luego la SIE remite la solicitud a la CNE junto con un informe sobre la petición. La CNE se “pronuncia” sobre la petición. (Si la aprueba el Poder Ejecutivo otorga la “autorización”.  Opina sobre la revocación de concesiones definitivas (opina también la CNE, resuelve el Poder Ejecutivo). | Eliminar: se propuso que todo el proceso de evaluación de solicitudes de concesiones y licencias sea realizado por la CNE. |
| **5. RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS ENTRE ACTORES Y RECLAMOS DE USUARIOS** | Resuelve reclamos por, entre o en contra de particulares, consumidores, concesionarios y propietarios y operadores de instalaciones eléctricas.  Resolución de reclamos de usuarios contra las distribuidoras (problemas de calidad comercial o técnica, a través de la Oficina de Protección al Consumidor de Electricidad (PROTECOM) que está bajo la dirección de la SIE. (art. 121, Ley 125-01) | Se sugiere mantener estas funciones de la SIE, así como las del PROTECOM.  También se recomienda aclarar en la legislación la competencia de la SIE para dirimir conflictos relativos al acceso y uso de las redes entre los operadores de redes (transmisión y distribución) y los usuarios de dichas redes. Se sugiere establecer un plazo máximo en la ley (2 o 3 meses). |
| Resolución de conflictos relativos a servidumbres, sobre el monto de peajes o sus reajustes (art. 83, Ley 125-01). | Se propone mantener el rol de dirimir conflictos relativos a la indemnización debida por la constitución de servidumbres. No obstante, se sugirió que la “afectación” de heredades a nuevas servidumbres sea hecha por la CNE. |
| **6. OTRAS** | **Preside y supervisa el Organismo Coordinador** | **Se propone mantener esta función en la SIE.** |
| **Da opinión sobre permisos para obras de generación no sujetas a concesión, para usar ocupar bienes nacionales o municipales de uso público.** | **Se propone mantener esta función en la SIE.** |
| **Puede tomar decisiones sobre racionamiento de energía en caso de déficit de generación eléctrica derivado de fallas prolongadas en generación o de sequía (art. 101, Ley 125-01).** | **Se propone mantener esta función en la SIE.** |
| **Decide sobre intervención de concesionario en cesación de pagos (art. 99, Ley 125-01)** | **Se recomienda mantener esta función en la SIE, ya que está ligada a su rol como fiscalizador de la concesión.** |

### 3.2.5 OTRAS INSTITUCIONES

#### **A - ORGANISMO ASESOR**

El Organismo Asesor es una institución creada por la Ley 57-07 con una función general de consulta y apoyo a la CNE en la evaluación e implementación de los incentivos a proyectos renovables previstos por dicha ley. Esta institución tiene miembros ad-hoc, convocados cuando las características del proyecto lo requieran[[24]](#footnote-25).

Con excepción de los incentivos tributarios, todos los mecanismos previstos por dicha ley fueron incumplidos (fijación de cuotas, primas, precios mínimos y máximos, etc.), y el régimen de remuneración implementado finalmente fue distinto al previsto por dicha ley. En conclusión: ni la CNE ni este organismo funcionaron como se debieron hacerlo.

Propuesta:

1. Se propone eliminar este organismo que nunca ha sido conformado;
2. Se recomienda que el MEMRD, la SIE y la CNE tengan la plena responsabilidad por las competencias otorgadas a cada una de ellas.

#### **B - ORGANISMO COORDINADOR DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL INTERCONECTADO (OC-SENI)**

El Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (OC-SENI) fue creado en 1998, mediante la Resolución N° 235 de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio para coordinar la operación de las instalaciones de las empresas de generación, transmisión y distribución de electricidad que pertenecen al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) de la República Dominicana. Luego, la Ley 125-01 estableció las bases para su organización. En base a ello, las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los autogeneradores y cogeneradores que venden sus excedentes a través del SENI, deben constituir e integrar un organismo que coordine la operación de los sistemas de generación, transmisión, distribución y comercialización en el SENI, denominado Organismo Coordinador (OC).

Recomendación: El equipo TAF entiende que el Organismo Coordinador funciona correctamente, por lo que en principio, no se encuentran motivos para proponer modificaciones a la ley 125-01.

No obstante, en el Pacto Eléctrico (5.3.16) se indica que no existe un equilibrio adecuado en la representación y toma de decisiones en el seno del OC-SENI, y recomienda la modificación de sus Estatutos. Asimismo, recomienda la contratación de una consultoría legal para ello y para revisar el funcionamiento de este organismo (5.3.17). Esto último se puede hacer sin modificaciones a las leyes vigentes. Si se acordó en el Pacto Eléctrico, aunque no se haya firmado, parecería haber indicios de que la reforma de los estatutos y de algunos aspectos del funcionamiento del OC-SENI sería necesaria. Por ello, también se recomienda implementar estas cuestiones acordadas en los puntos 5.3.16 y 5.3.17 del Pacto Eléctrico.

#### **C - CDEEE**

La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) fue creada por el artículo 38 de la Ley 125-01, a la que le otorgó las funciones de “liderar y coordinar las empresas eléctricas, llevar a cabo los programas del Estado en materia de electrificación rural y suburbana a favor de las comunidades de escasos recursos económicos, así como de la administración y aplicación de los contratos de suministro de energía eléctrica con los Productores Independientes de Electricidad (IPP)”.

Luego, cuando se creó el MEMRD, la Ley 100-13 dispuso la CNE, la SIE y la CDEEE pasaran en un plazo de 30 días a ser adscritas al MEMRD.

Pero esto no ocurrió e, incluso, se aprobó luego la Ley 142-13 que incorporó en la Ley 100-13 el artículo 24.[[25]](#footnote-26) Mediante este artículo se extendió por el plazo de cinco años a la CDEEE las atribuciones, facultades y funciones como entidad líder y coordinador de todas las estrategias de las empresas estatales. Dicho plazo ya terminó, pero la situación no cambió. La CDEEE continúa realizando planes y políticas con las empresas eléctricas estatales, que impactan en el desarrollo de todo el sector. Las desventajas de esta situación se señalaron en el Informe de Resultados.

Al respecto, el Pacto Eléctrico propuso que la CDEEE fuese reestructurada de conformidad con lo establecido por la Ley 125-01, la Ley 100-13 y la Ley 1-12, que estableció la Estrategia Nacional de Desarrollo (5.3.8).

El equipo TAF opina y recomienda lo siguiente:

1. Que se cumplan las leyes en vigor que emplazan al MEMRD como órgano rector del sector energético y que le otorgan competencias para adoptar políticas y planificación sectorial;
2. Que dichas facultades sean ejercidas por el MEMRD;
3. Que se tomen en cuenta las recomendaciones en materia de adopción de políticas y planificación detalladas en el capítulo Planificación, para subsanar las deficiencias encontradas en esta materia;
4. Como el plazo mencionado por el artículo 24 incorporado a la Ley 100-13 se venció, no hay sustento legal para que la CDEEE continúe realizando funciones propias del MEMRD. Tampoco resulta necesario hacer modificación legal alguna para lo que se recomienda en este Informe, sino cumplir la ley en vigencia;
5. La CDEEE debe funcionar como entidad adscrita al MEMRD;
6. Que la CDEEE continúe teniendo el rol previsto por la Ley 125-01;
7. Asimismo, por la situación compleja de las tres distribuidoras estatales, que se detalló en el Informe de Resultados (capítulo Gestión de las EDEs) y que es de público conocimiento, el equipo TAF de consultores hace recomendaciones sobre el rol que en estas condiciones debería tener la CDEEE en el capítulo sobre “Generación Renovable” de este informe relativa a las licitaciones de generación. Pero ello debe realizarlo bajo la tutela y rectoría del MEMRD, de conformidad con la política y planificación sectorial que coordina el MEMRD, y bajo la supervisión de la CNE. En este sentido, en este capítulo se propuso que las funciones que el artículo 110 de la Ley 125-01 asigna a la SIE (fijar las bases de la licitación, supervisar el proceso de licitación y adjudicación) se trasladen a la CNE.

#### **D- UERS**

La Ley 125-01 previó la creación de la Unidad de Electrificación Rural y Sub-Urbana (UERS) en su artículo 138 párrafo II. Luego el Decreto 16-06 creó la UERS como una dependencia de la CDEEE.

En el Informe de Resultados se señalaron algunas inconsistencias mencionadas por los representantes de la UERS en cuanto a su funcionamiento. Al respecto se indicó que la Ley 125-01 y el Decreto No. 16-06 otorgaron una autonomía financiera y administrativa a la UERS, pero que no se cumplía. La Ley 125-01 asignó fondos[[26]](#footnote-27) a la UERS para su financiamiento que no lo reciben de manera directa, sino que se los giran a través de la CDEEE. Según la UERS, la CDEEE no le envía todos los fondos asignados.

En el Pacto Eléctrico (no firmado, pero largamente discutido) se llegó al consenso de que la UERS y sus competencias (identificación y diseño de planes de electrificación rural y suburbana) se integraran al MEMRD, mediante la creación de una unidad especializada.

El equipo TAF de consultores considera adecuada la propuesta del Pacto Eléctrico. La integración de la UERS en el MEMRD es consistente con la necesidad de que los planes específicos en materia de electrificación rural y suburbana sean contemplados y se adecúen a lo previsto en la planificación del subsector eléctrico, que es coordinada por el MEMRD.

# 4. CONCESIONES

## 4.1 INCONSISTENCIAS RELATIVAS AL PROCESO DE OTORGAMIENTO DE CONCESIONES DE GENERACIÓN

En el Informe de Resultados se mencionaron las opiniones respecto a las inconsistencias en materia de concesiones de generación, que surgieron en entrevistas realizadas en la República Dominicana y que a primera vista resultan palpables.

Dichas inconsistencias están vinculadas al proceso de otorgamiento de las concesiones de generación, en la que intervienen la SIE, la CNE y el Poder Ejecutivo, y al modo en que estas autoridades ejercen sus competencias legales en esta cuestión.

Entre los problemas del proceso se mencionaron:

1. La diversidad de interpretaciones y opiniones acerca de la legislación aplicable;
2. La diferencia de opinión entre las autoridades (SIE y CNE) acerca de qué institución debía recibir la presentación de solicitudes de concesión;
3. La duplicidad de funciones donde tanto la SIE como la CNE realizan las mismas evaluaciones (técnicas, legales y económicas) de las solicitudes;
4. Cuestionamientos a la exigencia de concesión provisional;
5. La ausencia de claridad de la legislación en vigor respecto a las competencias de la SIE y la CNE;
6. Los problemas vinculados a la enorme cantidad de permisos, en algunos casos irrazonables, que el proceso requiere; y
7. Las consecuencias de todo esto: largos plazos para la obtención de concesiones; mayores costos de los proyectos, duplicación de carga de trabajo y de necesidad de recursos humanos entre las autoridades intervinientes.

En el Informe de Resultados se mencionó también que todos los entrevistados con los que el equipo TAF de consultores conversó coincidieron en la necesidad de implementar el proyecto de “Ventanilla Única” con soporte por la GIZ. En dicho proyecto, que según se nos informó aún está en curso, participan diversos actores del sector y tiene como finalidad resolver las inconsistencias y duplicidades señaladas respecto al proceso de obtención de concesiones.

## 4.2 INCONSISTENCIAS CONCEPTUALES Y LEGALES

Además de los problemas relativos al proceso mencionado con anterioridad, hay algunas otras inconsistencias legales relativas al esquema general de concesiones establecido por las leyes 125-01 y 57-07.

### 4.2.1 LOS REQUISITOS DE LA CONCESIÓN Y LAS LEYES 125-01, 57-07 Y 340-06

La Ley N° 340 de 2006 de Contratación Pública de Bienes, Obras, Servicios y Concesiones (en adelante “Ley 340-06”) estableció los “principios y normas generales que rigen la contratación pública, relacionada con los bienes, obras, servicios y concesiones del Estado, así como las modalidades que dentro de cada especialidad puedan considerarse”.[[27]](#footnote-28)

Debe insistirse en la importancia de las normas de contrataciones públicas ya que otorgan transparencia a los procesos de contrataciones del Estado y son fundamentales para evitar el uso indebido de fondos públicos por parte de funcionarios de la administración. Por ello, en muchos países, su solo incumplimiento compromete seriamente la responsabilidad (civil y/o penal) de los funcionarios intervinientes.[[28]](#footnote-29)

Esta ley 340-06 es aplicable a toda la autoridad de la Administración Pública, tanto central o descentralizada/autónoma, a las empresas estatales, así como a cualquier entidad que contrate usando fondos públicos. Por lo tanto, sus reglas deben ser obedecidas en todas las contrataciones de bienes, obras, servicios y concesiones que hagan u otorguen las autoridades (Poder Ejecutivo, MEMRD, la CNE, la SIE) así como las que hagan la CDEEE, la ETED y las distribuidoras.[[29]](#footnote-30)

Además de lo mencionado en el párrafo precedente, y por si quedase alguna duda sobre la prevalencia de las normas de la ley relativa a contratación pública, debe recordarse que la Ley 340-06 es posterior a la Ley 125-01, por lo tanto, regiría el principio que indica que “ley posterior modifica la anterior”. Más allá de eso, las inconsistencias que a continuación se describirán, se mantienen y seguirán generando confusión mientras no se resuelvan con una modificación legislativa.

Por las razones que explicaremos a continuación, en el otorgamiento de concesiones eléctricas, las normas de la Ley 340-06, o al menos desde su adopción en 2006, han sido incumplidas. Y esto es grave.

Existen las siguientes inconsistencias fundamentales relativas a las concesiones de generación entre las reglas de las Leyes 125-01 y 57-07 por un lado y por el otro lo dispuesto por la Ley 340-06:

1. **El concepto mismo de “concesión” que da derecho a un concesionario a un PPA como parte de la concesión:**

El artículo 46 de la Ley 340-06[[30]](#footnote-31) otorga al concesionario el derecho a “la recuperación de la inversión y la obtención de una utilidad razonable o el cobro a los usuarios de la obra, bien o servicio de una tarifa razonable”. Si se da una concesión para realizar la actividad de generación en condiciones de competencia, el inversor se instala a su riesgo. Al inversor en generación que se instala para actuar en un mercado de competencia (sin PPA) tal como prevé la Ley 125-01 no se le garantiza la recuperación de la inversión más una rentabilidad. Ello sucede solo cuando se otorga un PPA. Por lo tanto, en virtud de lo dispuesto por el artículo 46 de la Ley 340-06, todo concesionario de generación debería tener un PPA.

El recupero de la inversión más una rentabilidad solo puede asegurarse con tarifas reguladas de algún modo:

* En el caso de concesiones de distribución el regulador lo asegura a través de una tarifa de distribución/comercialización;
* En el caso de generación renovable, esto se hace a través de los precios a pagar por la energía fijados mediante primas (que podrían fijarse por la Ley 57-07) o en un PPA.

Pero las concesiones de generación convencional, otorgadas en base a lo dispuesto por la Ley 125-01 que no prevén el otorgamiento de un PPA y que solo autoricen al concesionario a generar en condiciones de competencia (vendiendo en los mercados Spot o de contratos), no garantizan esa “recuperación de la inversión más una utilidad razonable”.

1. **Lo obligatoriedad de realizar una licitación pública**, **nacional o internacional, como requisito previo para otorgar una concesión:**

Al respecto, debe recordarse que:

* Las reglas sobre otorgamiento de concesiones de todo tipo previstas por la Ley 125-01 no prevén la realización de una licitación pública como requisito para otorgar una concesión, lo cual resulta inconsistente con lo que expresamente exige la Ley 340-06;
* Las reglas sobre otorgamiento de concesiones de generación renovable previstas en la Ley 57-07, otorgadas en régimen especial, constituyen una excepción permitida por la Ley 340-06.

Entonces, sólo podrían exceptuarse del requisito de realizar una licitación los casos permitidos por la ley 340-06, que son las mencionadas a continuación.

1. **Exclusiones que podrían aplicarse:**

Los únicos casos de concesiones eléctricas de todo tipo previstas por las leyes 125-01 y 57-07, que son compatibles con las reglas de contrataciones públicas que impone la Ley 340-06, son aquellas que se enmarcan en las excepciones previstas por la misma Ley 340-06. Esta ley permite que sus reglas no se apliquen en dos tipos de contratación (incluyendo otorgamiento de concesión):

1. Que se lo excluya expresamente; o
2. que la contratación esté sujeta a un régimen especial.

El régimen retributivo previsto por la Ley 57-07 para generación renovable es un régimen especial. Por lo tanto, si se lo aplicara, constituiría una excepción permitida por la Ley 340-06 y sería compatible con ella. Estas concesiones sí podrían otorgarse sin realizar una licitación previa.

Pero como explicamos en el Informe de Resultados, los precios y primas previstos en el régimen especial retributivo establecido por la Ley 57-07 nunca se aplicaron. Por eso, lo que terminó aplicándose es un PPA negociado entre la CDEEE y los concesionarios. La CDEEE basó su competencia en lo establecido por el párrafo I del artículo 65 del Reglamento de la Ley 57-07, que estableció que los contratos podían ser negociados entre las partes. Es obvio que lo establecido por un reglamento no puede contradecir ni incumplir las reglas de la ley 340-06, que rige las contrataciones públicas y que es de jerarquía superior.

Por lo tanto, todas las concesiones de generación, transporte y distribución previstas por las leyes 125-01 y 57-07 deberían haber cumplido los requisitos de la Ley 340-06 porque no se verificaron las excepciones legales que esta última ley permite. Es decir, que todas las concesiones debieron haber sido otorgadas al oferente seleccionado en una licitación pública. Esto no se cumplió.

Por lo expuesto, también las concesiones a generación renovable otorgadas en el marco de la Ley 57-07 que no implementaron el régimen especial retributivo allí previsto, sino que fueron negociadas entre la CDEEE y los concesionarios, parecen haber incumplido las reglas de la Ley 340-06.

Por lo mencionado anteriormente, parecería que todas las concesiones eléctricas otorgadas desde 2006 que no hayan sido precedidas por una licitación pública de una u otra manera podrían haber incumplido las reglas impuestas por la Ley 340-06.

### 4.2.2 ACLARACIONES CONCEPTUALES

**A - Explicación sobre títulos habilitantes para ejercer actividades:**

Normalmente, las leyes que regulan el sector eléctrico establecen los requisitos en materia de títulos habilitantes para ejercer una actividad, es decir, aquellos documentos legales emitidos por una autoridad que autoriza a una persona (física o jurídica a ejercer una actividad en el sector).

Las actividades del sector eléctrico son generación, transporte, distribución y comercialización. Estas actividades pueden ser ejercidas en régimen regulado o no, y por distintos operadores/actores.

Dependiendo de los países y las características de su sector eléctrico, las legislaciones usualmente identifican los “títulos habilitantes” necesarios para ejercer una actividad (o más) en el sector eléctrico. Los más comunes son los siguientes: concesiones, licencias, permisos o autorizaciones.

Hay un aspecto principal a tener en cuenta a la hora de establecer requisitos legales para la obtención de estas concesiones, licencias, permisos o autorizaciones: si la actividad es regulada o desregulada, es decir, si se paga a través de una tarifa o precio regulado, o si está sujeta a condiciones de competencia.

|  |
| --- |
| **Box 5: Concesiones y Licencias**  A partir de las políticas de desregulación del sector eléctrico verificado en gran parte del mundo luego de los años 90s, hubo una tendencia a lo siguiente:   1. Se abandonó en muchos casos el concepto de concesión reemplazándolo por el de licencia, aunque muchas veces sólo cambió el título y no el contenido. En general, las actividades desreguladas (en condiciones de competencia) requirieron licencias. La pequeña generación o autoproducción de limitada capacidad instalada se permitió mediante autorizaciones, permiso o simple registración, que se otorgó luego de un proceso simplificado; 2. Se comenzó a diferenciar entre actividad regulada (remuneradas a través de una tarifa regulada) y desregulada (sujetas a competencia). La licitación, como proceso de selección del oferente al que se le otorgará la concesión/licencia, comenzó a limitarse a las actividades reguladas (distribución/transmisión) y al generador al que se le otorgaría un PPA; 3. No obstante, lo mencionado anteriormente, se promovió la generación renovable no convencional a través de variados programas de fomento, debido a que estas energías no eran competitivas. Los mecanismos de promoción implementados incluyen:  * Precios regulados (o mecanismos de cálculo de dichos precios regulados) establecidos en forma previa por la autoridad o por una ley, tales como los precios preferentes (conocidos como *Feed-in-tariffs*) o las primas (*Premium tariffs*). En muchos países se establecieron en conjunto con un límite a la potencia total que sería instalada en base a estos mecanismos; * Licitaciones públicas para seleccionar uno o más oferentes en base al precio (a quienes se les otorga luego un PPA); * Mecanismos de mercado, tales como las cuotas obligatorias de energía renovable a ser suministrada a usuarios finales.   En general, el título habilitante requerido en la mayoría de los países para realizar actividades reguladas de transporte y distribución es la licencia o la concesión. La comercialización, cuando se la permite ejercer en condiciones de competencia y con cierto grado de separación de la actividad de distribución (en mercados desregulados), suele requerir una licencia.  No obstante, lo anterior, lo cierto es que la legislación de cada país le da un nombre al título habilitante que se exigirá a cada tipo de actividad, fija sus características y condiciones (plazos, etc.), y determina qué autoridades intervendrán en el proceso y en la emisión de dicho título. |

Omitimos de este análisis el de concesión provisoria porque no se trata “en esencia” de una concesión sino de un permiso vinculado a un derecho de servidumbre.

**B- Reglas establecidas en las leyes 125-01 y 57-07**

Con relación a los títulos habilitantes, las leyes 125-01 y 57-07 previeron lo siguiente:

1. Hay un título habilitante mencionados por la Ley 125-01: la concesión definitiva. El artículo 24 inc. n) (sobre competencias de la SIE) que menciona a la licencia genera dudas respecto a esta última y a su posible aplicación a los casos en los que esa misma ley exime de la obligación de obtener una concesión. La licencia sí está definida en el reglamento de la Ley 125-01. La SIE debía dictar una norma para regir su otorgamiento, pero no lo hizo. Ignoramos si se han otorgado licencias hasta el momento, creemos que no. Tanto la concesión definitiva como la licencia autorizan a construir y operar obras eléctricas. La concesión provisional no es un título habilitante porque no autoriza a realizar actividad alguna. Tiene efectos sobre la posibilidad de inscripción. Tal como se detalla en la Tabla de Inconsistencias que se incluye en el Anexo 1, numeral 19, la concesión provisional parecería tener el objetivo de exigir derechos de servidumbre de paso para realizar estudios. Tal como allí se mencionan, no es advierte la justificación legal de que se otorgue un derecho de servidumbre a una empresa que ni siquiera tiene una concesión o licencia para actuar en el sector eléctrico. Asimismo, por éstas y otras inconsistencias que se mencionan en los numerales 19 y 20 de la Tabla de Inconsistencias, se recomienda eliminar la concesión provisional
2. La diferencia entre el concepto de concesión definitiva y el de licencia no está vinculado al tipo de actividad o a la característica de regulado o desregulada de dicha actividad, sino al tamaño de las “obras eléctricas” que tanto la concesión como la licencia autorizan a su titular a construir y operar. En este sentido, se exige concesión cuando la demanda (en caso de distribución) o de potencia instalada (en el caso de generación), sea igual o superior a 2 MW. No se exige concesión, pero cabe preguntarse si se exige licencia o si no hay ningún tipo de título habilitante cuando la demanda o potencia instalada sea inferior a 2 MW (artículo 41 de la Ley 125-01 y artículos 56 y 60 del Reglamento de la Ley 125-01). No obstante, estas reglas, el equipo TAF entiende que nunca se otorgaron licencias;
3. No se sujeta el otorgamiento de una nueva concesión o permiso a un proceso de selección conforme a las normas de contratación pública exigidas por la ley 340-06. Sobre esta cuestión corresponde hacer algunas precisiones:
4. *Concesiones de generación que autorizan a generar energía eléctrica en condiciones de competencia:* En estos casos es lógico que no se exija una licitación pública ya que el generador se instala a su riesgo, para vender su electricidad en los mercados Spot o de contratos. Esto es aplicable mientras no se le otorgue un PPA. Cuando la ley 125-01 fue adoptada se previó un clima de competencia, por lo cual es lógico que se haya previsto de esta forma. Si no hay obligación de pago por parte del Estado y la generadora se instala a su riesgo, no tiene sentido exigirle pasar por una licitación. Omitiremos analizar ahora si la ley sobre contrataciones públicas en vigor cuando se promulgó la Ley 125-01 exigía o no la realización de una licitación como requisito para el otorgamiento de cualquier tipo de concesión. Pero es claro que desde la promulgación de la Ley 340-06 en 2006, la realización de la licitación se hizo necesaria, la inconsistencia entre las reglas de las leyes 340-06 y 125-01 surgió y se mantiene hasta la actualidad;
5. *Concesiones de generación con PPA que implementan el régimen especial de retribución previsto por la Ley 57-07*: tal como se explicó anteriormente, la no realización de una licitación pública en este caso sería compatible con la Ley 340-06 en el caso en que la concesión otorgada implementara el régimen retributivo especial previsto por la Ley 57-07. Pero ello nunca sucedió porque como la CNE no fijó los precios máximos y mínimos que se necesitaban para calcular las primas previstas por esta ley, como tampoco otros límites técnicos exigidos por la misma norma. Por lo tanto, el régimen retributivo especial no se implementó y en la práctica los PPA otorgados fueron negociados por la CDEEE. Esto último también resulta incompatible con los requisitos de contratación pública requeridos por la Ley 340-06;
6. *Concesiones de generación con PPA que no implementan el régimen especial de retribución previsto por la Ley 57-07:* todas estas concesiones están sujetas al resultado de una licitación pública que debe cumplir con las condiciones exigidas por la Ley 340-06.
7. No es claro cuál es el título habilitante para la actividad de comercialización, aunque en la práctica no haya comercializadores independientes. La Ley 125-01 no lo prevé, aunque debería. Este es un vacío legal. Se menciona esto también porque en caso de decidirse autorizar a personas a ejercer la comercialización para hacer recargas de vehículos eléctricos, esta cuestión debería aclararse;
8. Hay cierta imprecisión con respecto a las concesiones de transmisión. Por un lado, la ley 125-01 establece tanto en la definición de empresa de transmisión como en el artículo 41 párrafo II que la transmisión es realizada por una empresa estatal. Por otra parte, el artículo 41, párrafo I de forma explícita, y el artículo 24 inciso g) de manera implícita, parecen indicar que otras personas, privadas incluso, podrían solicitar concesiones de transmisión. Más allá de dicha imprecisión, entendemos, tal como se explica en el capítulo sobre “transmisión” de este informe, que no es posible otorgar concesiones de transmisión privadas en el marco de la Ley 125-01. Por lo tanto, se omiten consideraciones acerca de las concesiones de transmisión. No obstante, este tema se trata en detalle en el capítulo sobre transmisión de este informe, así como el estatus legal de la ETED, al cual nos remitimos.

## 4.3 PROPUESTAS PARA RESOLVER INCONSISTENCIAS SOBRE TÍTULOS HABILITANTES

Para resolver las inconsistencias entre las leyes 125-01 y 57-07 por un lado, y la Ley 340-06 por el otro, en materia de títulos habilitantes, se sugiere hacer una modificación legal que prevea lo siguiente.

### 4.3.1 GENERACIÓN

Siguiendo el lineamiento propuesto en el capítulo sobre “marco legal”, en el sentido de mantener la organización del sector eléctrico bajo el modelo de desregulación en actividades potencialmente competitivas, se propone lo siguiente:

1. **Principio General: Como principio, todos los nuevos generadores privados que se autoricen a producir electricidad a partir de fuentes convencionales o renovables no sujetos a régimen especial o a una licitación previa no deberían recibir un PPA con una empresa estatal, sino que solo se los autorizaría a hacerlo en condiciones de competencia: a vender su generación en los mercados Spot y de contratos;**
2. **Excepciones:** Para evitar las confusiones que se produjeron con la incorrecta implementación de la Ley 57-07, se sugiere prohibir expresamente el otorgamiento de PPA excepto en las excepciones específicamente permitidas por la ley. Los PPAs deberían poder otorgarse solamente en dos casos excepcionales:
   1. **Cuando haya una licitación previa** (esto sería aplicable a todo tipo de generación, renovable o no). Las recomendaciones sobre licitación se incluyeron en el capítulo Marco Legal;
   2. Cuando tratándose de **generación renovable no convencional, se pague dicha generación a través de un régimen especial establecido por una ley.** Esto último sería aplicable si en el futuro las autoridades implementaran el esquema retributivo previsto por la Ley 57-07.
3. **Explicación**: Si no se otorgan PPAs a la nueva generación convencional (excepto cuando haya habido una previa licitación) no se limitan las posibilidades del Estado de ir modificando su matriz eléctrica y energética en el tiempo, y de introduciendo generación renovable mediante distintos mecanismos de promoción (los de la Ley 57-07 y el que se recomienda en el Capítulo sobre Energías Renovables). Aunque en el largo plazo el país pretende, y esperamos que logre, modificar sustancialmente su matriz energética, en el corto y mediano plazo seguirá habiendo generación convencional que se negociará en el mercado Spot o de contratos. Por lo tanto, el ingreso de cualquier tipo de generación sin PPA aumentará la competencia en el mercado de generación, otorgará liquidez al mercado Spot, y puede resultar necesaria para mejorar la seguridad del suministro, hacer frente a las fluctuaciones de generación renovable intermitente. Y al no darse PPA, no se compromete financieramente al país.

Subsidiariamente, en el capítulo sobre “Marco Legal” recomendamos fijar en la ley una cuota máxima a la participación de un mismo generador privado. Esto debería aplicarse tanto cuando el generador actúa por sí mismo como cuando lo hace a través de empresas controladas o controlantes. Esto lo sugerimos para evitar que los generadores con una importante cuota y poder de mercado, puedan seguir aumentándola y, con ello, aumentar su poder de influencia para: (i) limitar la constitución de oligopolios en generación y aumentar la competencia; (ii) presionar políticamente a autoridades y limitar cualquier plan tendiente a la promoción de energías renovables y descarbonización de la economía.

Asimismo, es necesario establecer mecanismos de fomento de energías renovables que sean adecuados y factibles, es decir, que luego puedan cumplirse y pagarse. Ello, para que no vuelva a pasar lo que sucedió con el régimen retributivo de la Ley 57-07 que nunca se aplicó como correspondía. Sobre esta cuestión, se incluyen recomendaciones específicas en el capítulo sobre energías renovables.

1. **Se propone que el título habilitante para realizar la actividad de generación, incluyendo a la autogeneración sea la licencia, en lugar de la concesión, pero con el alcance mencionado en los párrafos subsiguientes.** De esta forma, se evitan las incompatibilidades que surgirían en los casos en que se autorice nueva generación que realizará la actividad en competencia (sin recibir un PPA), con las reglas de la Ley 340-06. Como se mencionó, esta ley obliga a realizar una licitación y a garantizar la recuperación de la inversión más una rentabilidad razonable a todo aquel a quien se le otorgue una concesión;
2. **En el caso en que la autogeneración sea realizada bajo la modalidad de Medición Neta y no supere 1 MW, no se requiere licencia, basta con el acuerdo que se firma con la distribuidora. Proponemos que esto se extienda también a los autogeneradores incluidos en el programa de Medición Neta que tengan una potencia instalada de hasta 1.5 MW;**
3. **Se propone que, en caso de autoproducción a base de energías renovables, cuya potencia instalada sea superior a 1.5 y no exceda 5 MW, que produzcan exclusivamente para su propio consumo sean exceptuadas de la obligación de obtener una licencia.** Se propone que estos autoproductores solo deban obtener la misma autorización de la empresa de distribución o transmisión que se exige a los autoproductores incluidos en el Programa de Medición Neta (ver detalles en el capítulo Medición Neta).

### 4.3.2 DISTRIBUCIÓN

Como la distribución es un monopolio natural y una actividad regulada. Actualmente hay tres distribuidoras estatales pero la legislación prevé el otorgamiento de concesiones de distribución en zonas aisladas a privados. Como esto se retribuye a través de una tarifa que deben pagar los usuarios, se recomienda evaluar la necesidad de cumplir con el requisito de la licitación pública previsto por la Ley 340-06.

Aún en el caso en que haya una ”iniciativa privada” de un interesado en realizar distribución en una nueva zona no servida, la autoridad responsable de otorgar la concesión debería convocar a una licitación pública cumpliendo con la evaluación y requisitos exigidos por la Ley 340-06. Esta ley prevé también prerrogativas para quien realizó dicha “iniciativa privada”. Todo ello, debería mencionarse en la legislación del sector eléctrico claramente. Las reglas que al respecto fija la ley 340-06 y su reglamento, se adecúan a lo que se consideran “buenas prácticas” internacionales, recomendadas por UNCITRAL, un organismo de Naciones Unidas.[[31]](#footnote-32)

De lo contrario, debe establecerse una excepción a la exigencia de licitación establecida por la Ley 340-06, que fue dictada con posterioridad a la Ley 125-01, por lo que implícitamente la modificaría.

Con relación a los títulos habilitantes, se sugiere:

1. **La concesión como título habilitante para la realización de la actividad de distribución cuya demanda sea igual o superior a 2 MW.** La distribución es una actividad regulada que se realiza en condiciones de monopolio regional. Más allá de que las principales distribuidoras son hoy del Estado, se sugiere que el otorgamiento de una nueva concesión por principio esté sujeta a un proceso de licitación;
2. **La “licencia” como título habilitante para realizar actividad de distribución de limitada envergadura,** inferior al mínimo legal (2 MW). Se entiende que esto es aplicable para proyectos comunitarios pequeños, tales como barrios privados o proyectos turísticos.

### 4.3.3 TRANSMISIÓN

Al igual que la distribución, la transmisión es considerada un monopolio natural y como tal, es una actividad regulada.

Por lo tanto, se recomiendan que el título habilitante para realizar la actividad continúe siendo la **concesión.**

### 4.3.4 COMERCIALIZACIÓN

**Se sugiere establecer la licencia como título habilitante para realizar la actividad de comercialización**. Aunque no existen empresas de comercialización en la actualidad, la Ley 125-01 prevé la realización de esta actividad, pero no aclara cuál es el título que habilita su ejercicio. Esto es un vacío legal que debería resolverse. En particular, la comercialización de electricidad podría ser una alternativa para encuadrar la recarga de autos eléctricos.

Esta actividad debe continuar sujeta a reglamentación, pero la ley debe al menos determinar cuál será el título habilitante y qué autoridad lo otorgará. Estas cuestiones no se mencionan en la Ley 125-01 y ello implica un vacío legal a resolver. Los detalles de cómo operarán y los requisitos a exigirse para la obtención de dicha licencia, debe quedar sujeto a la reglamentación que luego se adopte.

Más allá de la venta de electricidad a usuarios finales, podría también haber comercializadores en movilidad eléctrica, aunque eso lo definirá la legislación especial sobre movilidad eléctrica.

## 4.4 PROPUESTAS PARA RESOLVER LAS INCONSISTENCIAS RELATIVAS AL PROCESO

En el título precedente hemos desarrollado propuestas relativas a los títulos habilitantes que resuelvan las inconsistencias entre la legislación del sector eléctrico y las normas sobre contrataciones públicas. Para ello, hemos propuesto reemplazar la necesidad de obtener una concesión por el de una licencia para las actividades de generación y comercialización. En este título desarrollaremos las propuestas relativas al proceso que debería seguirse para el otorgamiento de títulos habilitantes y, en particular, la determinación clara de en qué casos se requerirá una licitación.

Como no hemos tenido acceso a los resultados y propuestas del proyecto de Ventanilla Única, nos limitamos a mencionar algunas recomendaciones generales relativas al proceso. En el capítulo sobre “marco institucional” de este informe, incluimos explicaciones acerca de las competencias de las autoridades que aquí se mencionan, en materia de otorgamiento de títulos habilitantes y evaluación de pedidos de licencias y concesiones.

### 4.4.1 RECOMENDACIONES CONCRETAS PARA CADA ACTIVIDAD

En función de lo mencionado en los párrafos precedentes se propone la aplicación de los siguientes procedimientos para los distintos tipos de títulos habilitantes:

1. **Se propone que el procedimiento para el otorgamiento de licencias de generación sin PPA y de comercialización (ambas en condiciones de competencia) sea el de “proceso de autorización”.** Bajo este último, todos los requisitos (económicos, financieros, técnicos, legales, etc.) para obtener la licencia deberán ser fijados por la legislación en forma previa, y las autoridades responsables de evaluar su cumplimiento estén obligadas a otorgar dichas licencias a todos aquellos que los cumplan;
2. **Se propone que el procedimiento** **de otorgamiento de nuevas licencias de generación renovable** q**ue esté sujeta a un régimen retributivo especial** **fijado en una ley sea el de “proceso de autorización”.** Un ejemplo de este tipo es el régimen retributivo especial fijado por la Ley 57-07, aunque no se haya implementado. Esto es compatible con la Ley 340-06.

Como la aplicación del régimen retributivo establecido por la Ley 57-07 fue inadecuada y generó problemas de interpretación, también se sugiere mencionar expresamente en la Ley las siguientes reglas:

* Que esta excepción solo será aplicable cuando el régimen de retribución aplicado se ajuste completamente a lo establecido por dicha ley. Así se evitarán las dudas de interpretación acerca del derecho a obtener un PPA que surgieron cuando las primas previstas por la Ley 57-07 no fueron adecuadamente implementadas;
* Que no podrán otorgarse licencias en base al régimen retributivo de la Ley 57-07, hasta tanto toda la reglamentación, precios regulados y otros requisitos establecidos por la ley hayan sido adoptados.

1. **Se propone que el procedimiento** **de licitación** se aplique para otorgar nuevas **licencias de generación a la que se le otorgue un PPA** (siempre que no esté sujeta a un régimen retributivo especial). Las recomendaciones acerca de realizar licitaciones como mecanismo de promoción e instalación de nueva generación renovable se detallan en el capítulo sobre “Generación Renovable”;
2. **Se propone que la licitación sea el procedimiento** **de otorgamiento de nuevas concesiones de distribución.** La ley 125-01 previó un régimen especial para cooperativas eléctricas en el que no habría licitación, pero esto nunca se reglamentó. Esto es incompatible con la Ley 340-06 y tiene sentido porque es una actividad regulada y realizada en condiciones de monopolio, por lo que algún tipo de procedimiento transparente de selección sería recomendable, incluso en el caso en que haya una demanda espontánea (a los que la Ley 340-06 le ofrece derechos especiales por ese motivo). Se recomiendan excepciones especiales a las cooperativas eléctricas, organizaciones comunitarias o asociaciones sin fines de lucro que ya existan y que no cuenten con una concesión. No obstante, el equipo TAF no tiene suficiente información sobre la realidad de este tipo de proyectos comunitarios;
3. **Transmisión:** al igual que la distribución, la transmisión es considerada un monopolio natural y, por lo tanto, recomendamos que el título habilitante fuese una concesión.

Pero hay una diferencia con la distribución y es que la Ley 125-01 indica (aunque con cierta confusión que se detalla en el capítulo “Transmisión” de este informe) que la transmisión es una actividad reservada al Estado. Por lo cual, no debe haber un proceso alguno para seleccionar al operador al que se le dará la concesión. El operador será siempre una empresa estatal. Este tema se trata en detalle en el capítulo sobre “Transmisión”, al cual nos remitimos.

### 4.4.2 RECOMENDACIONES GENERALES RELATIVAS AL PROCESO

Recomendamos lo siguiente:

1. **En el proceso de autorización o en la licitación que se realice para otorgar licencias de generación o comercialización, debería intervenir una sola autoridad.** Por razones de eficiencia y para evitar duplicaciones de funciones, se recomienda que sea una misma autoridad quien reciba y evalúe todas las solicitudes de licencias, realice el proceso licitatorio y otorgue la licencia. Se recomienda que esa autoridad sea el MEMRD**;**
2. **En el caso de evaluación y otorgamiento de concesiones**, el proceso de licitación deberá ser iniciado y desarrollado por la CNE. La Ley 340-06 exige que las concesiones sean otorgadas por el Poder Ejecutivo. Por lo tanto, las leyes eléctricas no pueden otorgar competencia al MEMRD para otorgar la concesión. La CNE debería concluir su intervención con el resultado del proceso licitatorio;
3. **Otorgamiento de concesiones por parte del Poder Ejecutivo**: En virtud de la legislación sobre contrataciones públicas en vigor, es necesario que sea el Poder Ejecutivo quien otorgue las concesiones.[[32]](#footnote-33) La Ley 125-01 es consistente con este requisito.

En el Informe de Resultados, se mencionó que este requisito extendía los plazos de otorgamiento de concesiones de generación y el equipo TAF tiene evidencia de que es así. Pero si se reemplaza la concesión por la licencia como “título habilitante” para realizar la actividad de generación, y si la licencia es otorgada por el MEMRD, se resuelve el problema mencionado.

No obstante, el otorgamiento el Poder Ejecutivo debería continuar siendo la autoridad que otorgue concesiones de distribución y transmisión. Las alternativas para obviar la intervención del Poder Ejecutivo serían dos:

* 1. Modificar la Ley 340-06, lo cual parece difícil de lograr y, por ello, no recomendable; o
  2. Analizar la posibilidad de que el Poder Ejecutivo haga una delegación de poderes en la autoridad responsable por la evaluación de la solicitud de concesión, para lo que debería evaluarse si esto es permitido por la Ley de Procedimientos Administrativos. La delegación podría hacerse al MEMRD, por ejemplo.[[33]](#footnote-34)

En el otorgamiento de concesiones de distribución (cuya demanda sea superior a 2 MW) o de transporte, seguiría siendo necesaria la intervención del Poder Ejecutivo, Pero este tipo de concesiones no es frecuente, se limita a actividades realizadas en condiciones de monopolio y que, si se otorgan, serán excepcionales. En estos casos, no se advierte que sea irrazonable la intervención del Poder Ejecutivo.

La nueva generación sería autorizada mediante licencias cuyos pedidos serían evaluados por la CNE, que haría una recomendación al respecto. Pero sería el MEMRD quien otorgaría la licencia.

1. **Cumplimiento de los requisitos establecidos por la Ley 340-06 relativos al otorgamiento de concesiones de distribución**: en todos los casos, se recomienda verificar que los procedimientos de otorgamiento de concesiones y de otros títulos habilitantes sean compatibles con los requisitos previstos por las leyes en vigor, en particular los de la Ley 340-06;
2. Aunque en otro país resultaría innecesario, se sugiere mencionar expresamente en la ley que las autoridades e instituciones deberán cumplir las normas sobre contrataciones públicas en vigencia. Tal como se detalló anteriormente, esto implica:

* Que deberá haber licitación, excepto que se trate de distribución con una demanda inferior a 2 MW, sujetas a licencia;
* La convocatoria a licitación, los pliegos licitatorios, y todo el proceso licitatorio deben ser realizados por la autoridad competente. Se sugiere que la CNE, en lugar de la SIE, tenga competencia para ello. Luego, la concesión debe ser otorgada por el Poder Ejecutivo porque así lo exige la Ley 340-06, excepto si el Poder Ejecutivo hace alguna delegación de poderes en el MEMRD

Es de resaltar que, aunque es posible que nunca se otorguen nuevas concesiones de distribución, o que sean pocas, la ley debería ser clara al respecto.

**Tabla 4: Propuestas sobre títulos habilitantes**

| **Actividad** | | **Ley 125-01** | **Modificación Propuesta** |
| --- | --- | --- | --- |
| Generación | Potencia instalada igual o superior a 2 MW | Concesión | Licencia |
| Potencia instalada inferior a 2 MW | Licencia | Licencia |
| Autogeneración bajo el programa de Medición Neta | No se requiere título habilitante\* | No se requiere título habilitante**\*** |
| Autoproducción renovable superior a 1.5 hasta 5 MW, que produzcan exclusivamente para su propio consumo | - | No se requiere título habilitante**\*** |
| Distribución | Demanda igual o superior a 2 MW | Concesión | Concesión |
| Licencia: demanda inferior a 2 MW | Licencia | Licencia |
| Transmisión | | Concesión | Concesión |
| Comercialización | | No se menciona | Licencia |

***\**** *En esos casos alcanzaría con el acuerdo de interconexión de la empresa de distribución (o transmisión) y, en el caso de autoproductores incluidos en el programa de Medición Neta, con el acuerdo sobre medición neta también.*

**Tabla 5: Propuestas sobre procedimiento para otorgar títulos habilitantes**

| **Actividad** | | **Legislación y Práctica Actual** | **Modificación Propuesta** |
| --- | --- | --- | --- |
| Generación | Sin otorgamiento de PPA (para generar en condiciones de competencia) | Procedimiento de autorización  *(Ley 125-01)* | Procedimiento de autorización |
| Con PPA bajo régimen retributivo especial (v.g. el previsto por Ley 57-07) | Procedimiento de autorización  (Ley 125-01 y 57-07) | Procedimiento de autorización |
| Con PPA por otro procedimiento | Procedimiento de autorización + negociación con CDEEE (Decreto 923-09) | Licitación |
| Distribución | Demanda igual o superior a 2 MW | Procedimiento de autorización (Ley 125-01) | Licitación, salvo excepciones especiales que se otorguen a cooperativas eléctricas, organizaciones comunitarias o asociaciones sin fines de lucro |
| Licencia: demanda inferior a 2 MW | Procedimiento de autorización (Ley 125-01) | Procedimiento de autorización |
| Transmisión | | N/A | N/A |
| Comercialización | | No se menciona | Procedimiento de autorización |

# 5. ENERGÍAS RENOVABLES

## 5.1 RÉGIMEN ESPECIAL E INCENTIVOS PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES

### 5.1.1 LÍMITES DE CAPACIDAD REGIONAL

Hasta ahora, no han sido establecidos los límites a la concentración de electricidad renovable a nivel regional o provincial, ni la proporción máxima de capacidad permitida en cada subestación, que el artículo 4 de la Ley 57-07 y el artículo 6 de su reglamento ordenaron fijar. En contradicción con lo que articula la ley y el reglamento, una referencia a los criterios básicos de la oferta regional, en función de los recursos disponibles e infraestructuras necesarias no se ha implementado.

No obstante, por lo general, los inversores están desarrollando plantas a base de energías renovables en sitios donde tienen acceso a propiedades o tienen propiedad propia, y donde los recursos energéticos están suficientemente disponibles y las líneas de transmisión no se encuentran demasiado distantes. Por ello, el establecimiento de límites a la concentración regional o provincial de generación renovable podría restringir innecesariamente las opciones de desarrollo de proyectos que resultaran más adecuados. Si hubiese preocupaciones con respecto a la estabilidad de la red, dichas podrían, y deberían, ser evaluadas y expresadas por la ETED en cada caso en particular.

Por lo tanto, proponemos que se elimine el artículo respectivo. En lugar de esto, las licitaciones que se lancen podrían dar preferencia a ciertas regiones para el establecimiento de futuras plantas. En otros casos, operaría también como límite la capacidad de transmisión que existiera en el lugar de conexión a la transmisión y/o en las líneas del sistema de transmisión que conecten el lugar de la generación con las regiones de la demanda de electricidad. Por eso, en lugar de establecer límites regionales, es preferible que se aliente a los municipios o los gobiernos provinciales junto con el OC a definir áreas que sean aptas para parques solares o eólicos de ciertos tamaños, sin entrar en conflicto con restricciones ambientales, perturbar el paisaje, tener una influencia negativa en los asentamientos cercanos y tienen las condiciones adecuadas para evacuar la energía generada. Lo anterior debe estar íntimamente vinculado a la planificación energética definida por la autoridad competente conforme a los lineamientos de política energética.

### 5.1.2 LIMITACIÓN DE LA CAPACIDAD PARA PARQUES EÓLICOS

La limitación a la capacidad aplicable a los parques eólicos (50 MW) que fija el artículo 5, inciso “a” de la Ley 57-07 (y el artículo 2, párrafo 1 de su reglamento), no tiene justificación técnica o económica. Por lo tanto, recomendamos que se elimine. En este sentido, la capacidad máxima de los parques eólicos depende principalmente del recurso existente en el sitio en particular, y de la capacidad de las redes de transmisión para absorber y transportar la electricidad generada. La limitación de capacidad de 50 MW (o hasta 100 MW en una segunda fase) es arbitraria y no se basa en ningún argumento justificado. Si hubiese razones técnicas y justificables para limitar la capacidad de los nuevos parques eólicos en un proyecto en particular sometido a licitación, esto se podría hacerse fijando dichos límites en los documentos licitatorios.

### 5.1.3 EXENCIONES FISCALES PARA EQUIPOS DE ENERGÍA RENOVABLE

La Ley 57-07 contiene en su artículo 9, párrafo 2, una lista de equipos y productos que están totalmente exentos del pago del impuesto de importación, del Impuesto sobre Transferencia de Bienes Industrializados y Servicios (ITBIS) y del impuesto sobre las ventas. El equipo TAF no tiene conocimiento de que la CNE haya recomendado la ampliación u otra modificación de esta lista de equipos, partes y sistemas que por su utilidad y por el uso de fuentes renovables de energía sean susceptibles de beneficiarse, tarea que le ordenó cumplir el artículo 2, párrafo VII del Reglamento de la Ley 57-07.

Por otra parte, el párrafo correspondiente ha abierto la puerta a un posible mal uso, ya que incluye equipos de transformación, transmisión e interconexión de energía eléctrica al SENI para proyectos basados en fuentes renovables sin aportar más especificaciones en la lista mencionada anteriormente. Es evidente que los equipos utilizados para tales fines no pueden distinguirse del uso en otras aplicaciones.

En el futuro, esta lista debería ser actualizada periódicamente en estrecha cooperación entre las autoridades energéticas con el Ministerio de Hacienda y con la Dirección General de Impuestos Internos. Proponemos además que se autorice al MEMRD, o alternativamente al Consejo de Ministros o al Poder Ejecutivo para aprobar modificaciones a la lista contenida en el artículo 9 de la Ley 57-07. En este sentido, los cambios tecnológicos y otras cuestiones obligan a realizar revisiones y actualizaciones periódicas que requieren actualizaciones permanentes que puedan decidirse rápidamente. Su modificación por ley, por la complejidad y demoras que ello conlleva, es incompatible con la implementación de una actualización oportuna.

### 5.1.4 EXENCIÓN DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA Y CRÉDITO FISCAL

El artículo 10 de la Ley 57-07 estableció una exención del pago del impuesto sobre la renta que se aplicó a la venta de electricidad y otros tipos de energía secundaria basada en recursos renovables, la venta e instalación de equipos con un valor añadido nacional mínimo del 35 %, y a las empresas que operan plantas para alimentar la electricidad en la red pública, para producir biocombustibles o que se dedican de otro modo a la explotación de fuentes renovables para la producción de energía se había limitado hasta 2020 (Ley 57-07 , artículo 10). Este artículo ha sido derogado por la Ley 253-12.

Con relación a esta cuestión, recomendamos que se considere una renovación de esta exención especialmente para proyectos renovables más pequeños y los de cooperativas u otros en los que la tasa de retorno de la inversión sea baja. En este contexto, debería definirse de forma más adecuada el tipo de empresas y otras entidades que podrán beneficiarse de dicha exención del impuesto sobre la renta. Además, debería tenerse en cuenta si la cadena de valor puede ser objeto de un seguimiento suficiente para determinar qué productos pueden estar exentos del impuesto sobre la renta.

También consideramos que el crédito fiscal sobre el impuesto sobre la renta, que el artículo 12 de la Ley 57-07 otorga a los autogeneradores y que es de 3 años, debería extenderse posiblemente a 5 años en el caso de los sistemas residenciales, por lo que también debe considerarse que generalmente exime a todos los ingresos de la venta de electricidad excesiva a la red.. Asimismo, se debe revisar el tema de la discreción del porcentaje sobre la inversión. La CNE debe establecer cúales son los rangos de valores aceptables por tecnología para definir qué porcentaje de la inversión se reconoce para los incentivos previstos.

### 5.1.5 PROMOCIÓN DE LA GENERACIÓN RENOVABLE A PEQUEÑA ESCALA

Los proyectos pequeños de generación de electricidad instalados por comunidades, grupos de interés social e inversores con capacidad financiera limitada, como son las asociaciones de productores y cooperativas, realizados con el fin de alimentar exclusivamente la electricidad a la red, no se han beneficiado del esquema de promoción existente. Estos actores y este segmento de generación han sido descuidado por completo y, por ello, no se han realizado proyectos de menor escala en el pasado.

El artículo 13 de la Ley 57-07 (y el artículo 22 del Reglamento) prevé financiación para proyectos de hasta 500 kW para uso comunitario, pero esto de hecho nunca se ha materializado debido a la falta de medios financieros. El "fondo del petróleo" que debió usarse para su financiamiento no se utilizó y, además, fue luego abolido en 2012.

Por ello, recomendamos que se proporcionen créditos con tasas de interés preferenciales por parte de las instituciones financieras del Estado para instalaciones de generación que usen energías renovables de hasta 10 MW, que sean desarrolladas por instituciones de interés social, comunidades, cooperativas y otros inversores menores. Además, aconsejamos que se ordene por ley a la CNE la elaboración de un plan específico para apoyar a las cooperativas y a otros inversores pequeños para el desarrollo de instalaciones de generación a pequeña escala.

### 5.1.6 VENTA DE ELECTRICIDAD RENOVABLE

Recomendamos que también se permita a los generadores comprendidos dentro del Régimen Especial a vender electricidad directamente a clientes no regulados y distribuidores privados a precios negociados o en el mercado Spot, a menos que hayan firmado un PPA a largo plazo con uno de los distribuidores estatales o con la CDEEE por la totalidad de su producción. Asimismo, recomendamos lo siguiente:

1. Todos los nuevos desarrollos de generación renovable, según la definición en el artículo 5 de la Ley 57-07 que no sean autoproductores y que tengan una capacidad superior a 10 MW y vendan electricidad a los distribuidores estatales sean objeto de un proceso de licitación. De esta forma, los precios serían determinados por la oferta y contratados en un PPA por 20 años. Todos los nuevos desarrollos de generación renovable que no sean autoproductores y tengan una capacidad de hasta 10 MW deberían vender la electricidad a los distribuidores de acuerdo con lo establecido en el régimen especial retributivo creado por la Ley 57-07;
2. El exceso de electricidad generado por parte de los autogeneradores con una capacidad de hasta 2 MW pueda venderse a la red a precios del mercado Spot (a costos marginales) más o menos una prima fija, de acuerdo con el régimen especial retributivo creado por la Ley 57-07, artículo 18, y los artículos correspondientes del Reglamento. Para ello, la CNE debería fijar anualmente niveles mínimos y máximos de precios para dicha remuneración. A tal fin, los artículos 108-112 del Reglamento de la Ley 57-07 deben revisarse por completo proporcionando únicamente indicaciones sobre cómo se determinarán los niveles de precios. Las tarifas de remuneración deben publicarse preferentemente en resoluciones anuales.

### 5.1.7 CUOTAS Y OBJETIVOS A LARGO PLAZO

Recomendamos el establecimiento de cuotas obligatorias a las que se refiere el artículo 19 de la Ley 57-07, para los biocarburantes, pero que no se apliquen al sector eléctrico. Como se expone en el capítulo sobre planificación, los planes de generación deberían determinar la contribución de la electricidad renovable en el futuro.

El objetivo a más largo plazo de la contribución de las energías renovables en el sector eléctrico, tal como se establece en el artículo 21 de la Ley 57-07, debería ser obligatorio y jurídicamente vinculante. Con la modificación de la ley, el horizonte temporal debería ampliarse hasta 2030 y más allá.

**5.2 TIPOS DE GENERACIÓN Y CONTRATACIÓN**

**Tabla 6: Propuesta sobre Tipos de Generación y Contratación**

| **Tipo de Generación** | **Modo de Selección** | **Contratación Explotación** | **Contratación Comercial** | **Explicaciones** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| >10 MW en base de energías fósiles | Sin procesos de selección, desarrollados por iniciativa de inversionistas. | Licencia | Contratos privados, venta de las cantidades de electricidad producidas en el mercado Spot o a grandes clientes no-regulados a través de contratos directos. | Licencia otorgada por la CNE. |
| >10 MW en base de energías fósiles | Licitación de la CNE, en base de la planificación del sector eléctrico. | Licencia | PPA sobre la base de una licitación anterior para el suministro de capacidad de reserva; Contrato con las EDEs (o CDEEE)[[34]](#footnote-35). | Las licitaciones y la selección de los proyectos son llevadas a cabo por CNE. En particular, esta puede especificar la fuente de energía. |
| >10 MW en base de energías renovables | Licitación de la CNE, en base de la planificación del sector eléctrico. | Licencia | 1. PPA con las EDEs (o CDEEE) sobre la base de una licitación anterior; la capacidad de licitación anual se define en la planificación del sector eléctrico. Contrato de 20 años, a continuación, la comercialización directa o la venta en el mercado Spot.  2. Contratos con clientes directos (clientes mayoristas no-regulados y empresas distribuidoras privadas); cantidades de electricidad no vinculadas contractualmente pueden venderse en el mercado Spot. | 1.) Licitaciones y la selección de los proyectos son llevadas a cabo por CNE. Esta puede establecer directrices para la tecnología, la selección de la ubicación de acuerdo con la planificación eléctrica, la capacidad mínima y máxima de cada proyecto, etc. También regula las condiciones que deben cumplir las ofertas para poder participar en la licitación (v.g. permisos ya recibidos). |
| >1 hasta 10 MW en base de energías renovables | Sin invitación previa a licitación. Proyectos en régimen especial | Licencia | PPA con las EDEs (o CDEEE), clientes mayoristas no-regulados y distribuidoras privadas. El precio de la alimentación en SENI es determinado por CNE sobre la base de proyectos modelo para tecnologías individuales. El precio acordado en los PPAs con las EDEs (o la CDEEE) es válido durante 20 años. La CNE podrá fijar un límite máximo a las cantidades de electricidad que se acepten mediante tarifas fijas de alimentación | Esta escala de proyectos está especialmente orientada a involucrar a los más pequeños inversores, municipios, etc. |
| Hasta 5 MW en base de energías renovables para autoconsumo en industria, comercio, agricultura, turismo, etc. | Sin procesos de selección, desarrollados por iniciativa de inversionistas. | Acuerdos de interconexión con parte de las empresas distribuidoras después de evaluación de la compatibilidad con la red; no hay exportación regular de electricidad a la red: (ninguna remuneración); en el caso de la generación de electricidad fuera del lugar de uso, el operador paga un peaje para el transporte. | Como es autoconsumo, la generación no requiere ningún tipo de contratación,  Es necesario establecer el contrato con las EDEs que contenga aspectos técnicos y comerciales. | La empresa distribuidora cobrará al cliente por la capacidad de reserva si se utiliza. |
| Hasta 1.5 MW en el Programa Medición Neta, sólo energías renovables  En el capítulo sobre Medición Neta propusimos elevar de 1 a 1.5 MW el límite aplicable a dicho programa. | Sin procesos de selección, desarrollados por iniciativa de inversionistas. | Acuerdo de conexión y de medición neta. Esta forma de autorizar los proyectos es llevada a cabo por las empresas de distribución; los proyectos de hasta 25 kW no están sujetos a restricciones de conexión a la red; para proyectos de más de 25 kW, se requiere una evaluación de compatibilidad con la red. Las plantas pequeñas pueden producir cualquier excedente que la CDEEE pague según el reglamento vigente. Las plantas más grandes deben estar orientadas a la demanda del cliente. | Acuerdo de Medición Neta con el distribuidor. | Ajustes requeridos en el reglamento actual. |

# 6. PLANIFICACIÓN

**6.1 INTRODUCCIÓN**

En el informe de resultados, y en este mismo informe, el equipo TAF ha identificado varias inconsistencias relativas a la planificación y política sectorial:

1. Hay inconsistencias legales, en particular entre las leyes 125-01 y la 100-13 respecto a qué autoridad tiene competencias para proponer y aprobar la política nacional energética y la planificación del sector energético en general, y eléctrico en particular. Tanto el MEMRD, como la CNE e incluso la CDEEE han hecho su propia y distinta interpretación sobre la cuestión;
2. En el ámbito del sector eléctrico, no son las autoridades sino la CDEEE, que es una empresa estatal y no una autoridad, quien realiza la planificación en la práctica y/o quien toma decisiones en materia de inversión que incide en todo el sector eléctrico y en la matriz energética. Ello es incompatible con el artículo 9 de la Ley Orgánica de la Administración Pública N° 247 de 2012 (en adelante “Ley 247-12”) que ordena separar las actividades de regulación de las de operación, prohibiendo transferir (de iure o de facto) las actividades reguladoras a entidades de derecho comercial, aunque sean empresas públicas;
3. La CDEEE adopta y publica planes que inciden en la política y planificación de todo el sector (véase el Plan Estratégico 2017 – 2020 de la CDEEE)[[35]](#footnote-36);
4. La CNE ha realizado algunas planificaciones, pero ellas no han sido continuas. No obstante, las mismas tampoco han sido obedecidas, ni tenidas en cuenta por otras autoridades y empresas del sector. Esto viola el artículo 12 incisos 1, 2, 3, 4 y 5 de la Ley 247-12;
5. En lo que respecta al sector energético, la ausencia de una planificación integral y continua, que abarque tanto el abastecimiento, almacenamiento, la generación, transmisión como distribución constituye una barrera fundamental para el desarrollo de un sector energético sustentable que cumpla con los objetivos de descarbonización y cambio climático asumidos por el país.

**6.2 PROPUESTAS GENERALES**

El equipo TAF hace las siguientes recomendaciones generales para la adopción de una política nacional energética y planificación del sector eléctrico y energético:

1. Las inconsistencias relativas a competencias en materia de política energética y de planificación sectorial deben ser resueltas. Para ello, una nueva ley deberá modificar todos aquellos artículos de la Ley 125-01, 57-07 y 100-13 correspondientes;
2. La política energética deberá establecer metas y objetivos obligatorios en materia de modificación de la matriz energética y reducción de emisiones contaminantes en todos los sectores consumidores de energía, y en particular el eléctrico, el transporte, el sector industrial, agropecuario, comercial y residencial;
3. La planificación energética debe identificar y contemplar los recursos económicos y financieros que se utilizarán para cumplir con los objetivos establecidos en la política nacional. En el pasado, los mecanismos de financiación previstos por la ley No. 57-07 no se cumplieron. Un ejemplo de ello es el fondo establecido en la Ley de Hidrocarburos N° 112-00 que debía destinarse a financiar, entre otros, programas de energías renovables y eficiencia energética, lo que nunca sucedió. Esto debería evitarse;
4. Los planes para desarrollar programas de eficiencia energética requieren de recursos económicos y/o financieros, tanto por parte del Estado (por ejemplo, para desarrollar transporte público) como de particulares (por ejemplo, para afrontar los costos iniciales de equipos más eficientes;
5. El diseño de la política energética debe seguir un proceso participativo, en el que se someta a opinión de todos los interesados, que incluya tanto a sectores productores, consumidores de energía, operadores, así como al público en general. Al respecto, en virtud de lo establecido por los artículos 12 inciso 13) y 3 de la Ley 247-12, todas las personas tienen derecho a participar en el diseño (y control/seguimiento) de las políticas públicas adoptadas por la administración centralizada y autónoma. Por ello, se recomienda que las autoridades involucradas mantengan un sitio web actualizado y que incluyan sus propuestas en uno o más “Documentos de Consulta” (disponibles en la web), los sometan a consulta y permitan a cualquier interesado tener la posibilidad de hacer comentarios a las propuestas.

**6.3 POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL**

La política energética es la vía por la cual gobiernos, entidades o empresas establecen la forma en la cual los recursos energéticos serán obtenidos, y cómo será la forma de producir, transmitir, distribuir, consumir y comercializar la energía.

En la República Dominicana la realización de la política energética se encuentra prevista por el marco normativo, el cual además es respaldado por tratados internacionales como el Protocolo de Kioto y los Acuerdos de París, y cubre aspectos como incentivos a la inversión, (mayormente para las energías renovables), eficiencia energética y el desarrollo de planes energéticos a mediano y largo plazo.

Para que la República Dominicana pueda contar con un desarrollo energético más estable y saludable, el equipo TAF recomienda ampliar el contenido de sus políticas energéticas a los siguientes temas:

1. Autosuficiencia energética: El país debe reducir su dependencia energética, para lo cual deberá poner atención en el aprovechamiento de sus recursos naturales renovables, como el sol, el viento, la foresta y otros;
2. Conformación de una matriz energética adecuada: La República Dominicana debe conformar una matriz energética adecuada que permita lograr la reducción de emisiones contaminantes, la transición a la descarbonización y cumplir con los acuerdos internacionales[[36]](#footnote-37);
3. Ahorro y eficiencia energética: La República Dominicana debe establecer los lineamientos de la forma en la cual la energía en el futuro será consumida, qué equipos y prácticas de consumo serán desalentadas o promovidas, y bajo qué normas constructivas serán desarrollados las futuras instalaciones eléctricas;
4. Cobertura del servicio y seguridad energética: La República Dominicana desde hace décadas ha venido luchando para proveer a todos los dominicanos energía constante, suficiente, a buen precio y amigable con el medio ambiente.[[37]](#footnote-38) Sin embargo, esto ha resultado muy difícil, una gran cantidad de dominicanos aún no cuenta con un servicio de electricidad adecuado y constante, y además la falta de electricidad aún sigue siendo un tema cotidiano;
5. Sostenibilidad económica y financiera del sector energía.[[38]](#footnote-39) El sector energético de la República Dominicana, en su conjunto, desde hace décadas ha venido operando bajo un esquema de insostenibilidad financiera y grandes subsidios al sector energético. Ello tiene importantes consecuencias transversales a todo lo largo de la cadena de valor del sector, al tiempo que afecta de forma importante el presupuesto nacional, esto debe ser adoptado como una política de desarrollo y energética;
6. Planificación energética sistemática: La política energética debe asegurar que la planificación energética tenga un adecuado respaldo institucional. La planificación debe ser integral y continua, y contar con recursos humanos bien formados en las áreas técnicas y económicas para que de manera constante las planificaciones energéticas sean realizadas y fiscalizadas.

Estos lineamientos generales de política energética deberán ser internalizados en todas las instituciones y empresas del sector energético dominicano y las mismas tendrán diferentes especificaciones a nivel sub-sectoriales.

Partiendo del hecho de que los procesos energéticos están conformados por diferentes niveles, que van desde la importación de combustibles, el almacenamiento, la transformación, la generación de energía secundaria, la transmisión, la distribución, y la comercialización, así también deberán estar conformadas las políticas energéticas, generales (precios, financieras, institucionales, ambientales, de eficiencia, formación de recursos humanos, y otros) y las políticas energéticas sub-sectoriales (petroleras, gasíferas, eléctricas, carboníferas, de fuentes nuevas y renovables).

De igual forma, la política energética debe abarcar las interacciones interiores o entre los diferentes niveles, como también las interacciones entre el sistema energético y los demás sistemas que se alimentan de ella.

**6.4 DEBER DEL ESTADO EN LA PLANIFICACIÓN ENERGETICA INTEGRAL**

Dentro de las inconsistencias relacionadas con la planificación energética sectorial el primer punto que resalta es su ausencia misma. El Estado Dominicano, según pudimos identificar en las reuniones y conforme detallamos en el Informe de Resultados, no ha sido constante en la realización de la planificación energética sectorial. Este vacío fue cubierto por la CDEEE, que en los últimos años ha venido tomando decisiones que inciden directamente en la política sectorial.

En estos momentos, caracterizados por la amenaza del cambio climático, resulta de vital importancia que todos los países y en este caso la República Dominicana, cuenten con un adecuado y constante sistema de planificación que le permita alcanzar el equilibrio de la oferta y la demanda de la electricidad en el largo plazo.

La planificación energética debe ser integral, es decir, debe incluir todas las fuentes de energía, de tal forma que permita una visión coherente y articulada entre los planes sub-sectoriales de energía eléctrica, combustible y fuentes renovables. Asimismo, la planificación; en los sistemas energéticos liberalizados, como es el sistema eléctrico de la República Dominicana; debe ser indicativa, en el sentido de instrumentar la visión del desarrollo del sector, a través de la identificación de alternativas de inversión, surgidas del análisis de la perspectiva sectorial, y al mismo tiempo los resultados esta planificación deberá ser vinculante para el estado de modo que el estado deberá ajustarse a los resultados de la planificación.

La planificación contribuirá a que los agentes económicos, público y privados, tengan menor incertidumbre al momento de tomar sus decisiones. La planificación debe ser la brújula que oriente la dirección del futuro energético permitiendo la formulación, evaluación y seguimiento de las acciones necesarias para alcanzar la seguridad energética y el desarrollo económico y sostenible.

La planificación integrada del sistema energético de la República Dominicana es una tarea crucial para alcanzar su desarrollo sustentable. Existen diversos aspectos relacionados con la importancia de la Planificación Energética y el rol fundamental del Estado. Ello se debe a la complejidad de la energía, tanto en sus dimensiones técnicas, como socioculturales, geopolíticas, económicas y ambientales.

Debemos partir del hecho de que “la energía no es un bien como los demás”, sino que es parte de un servicio público esencial para el desarrollo económico y social del país. Al mismo tiempo, la disponibilidad de la energía es estratégica, por lo que es comprensible que los distintos poderes públicos involucrados busquen controlar o supervisar el acceso, desarrollo y funcionamiento de estos mercados.

El sector energético se caracteriza por tener costos fijos muy altos, es “intensivo en capital” por lo que la programación de las inversiones en el sector debe ser planificada a largo plazo, de 15 a 20 años.

Como la energía, por su alcance e importancia, debe ser considerada de forma integral, la necesidad de intervención mediante políticas públicas se hace notoria. Por ello, la planificación energética, como instrumento de tales políticas debe comprender diversos aspectos de la actividad política, económica y cultural.

El Estado tiene la responsabilidad ineludible de diseñar y poner en práctica la política energética. No puede dejar en manos de los actores del sistema, sean públicos o privados, tomar decisiones de manera descentralizada, puesto que no necesariamente sus decisiones serán coincidentes con lo planteado por la sociedad a nivel global.

Por lo tanto, el equipo TAF recomienda que el Estado dominicano realice la planificación integral del sector energético[[39]](#footnote-40), para evitar descoordinación e insostenibilidad en el sector energético. El Estado dominicano debe:

* Garantizar el suministro energético de una forma equilibrada y acorde a su realidad de desarrollo económico y social;
* Cumplir su rol planificador y contar con la posibilidad de realizar acciones directas, identificando e implementando las modificaciones regulatorias necesarias para seguir el camino resultante de la planificación;
* Cuando sea necesario, debe desarrollar los incentivos para orientar la inversión privada en consonancia con los intereses colectivos y en cumplimiento de los lineamientos de una planificación energética sólida.

En este sentido, el Estado dominicano debe liderar los procesos de planificación y de la expansión de infraestructura energética para garantizar el abastecimiento y, a la vez, detectar y proponer correcciones oportunas cuando sean necesarias.

**6.5 PROCESO DE LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA**

La planificación energética es un subproducto de las políticas y estrategias energéticas y en muchos casos diferenciar estos procesos puede resultar difícil. La planificación energética ofrece respuestas definidas a los lineamientos de la política energética y decisiones estratégicas establecidas previamente.

En cada una de las etapas que componen la planificación energética, deben ser realizados los estudios de impacto económico, sociales, y ambientales, que permitan determinar la viabilidad y posibilidad de desarrollo de los planes.

Las energías renovables han traído diversos beneficios para el país y para los inversionistas en autoproducción, sin embargo, debemos mencionar que la falta de observación de los estudios de impacto económico ha afectado importantes iniciativas en este subsector, entre los que cabe mencionar el Programa de Medición Neta. Ello se debe a que, para este programa, no fue considerado adecuadamente el impacto económico que tendría por ejemplo la realización de los estudios eléctricos y, la compra de excedentes, ni tampoco fue evaluado el impacto económico que los incentivos a la generación renovable tendrían en la recaudación del Estado por concepto de exenciones aduaneras y créditos fiscales. Los anteriores puntos han sido las causas de constantes conflictos alrededor de este programa que en el futuro deberían evitarse. Lo mismo sucedió con el fondo creado por la Ley 112-00, que nunca se implementó.

El equipo TAF recomienda que la República Dominicana ponga especial atención en la evolución de los impactos de los programas y objetivos de la planificación, en términos generales. Así, antes de adoptar mecanismos de promoción deberían realizarse los estudios económicos necesarios.

La planificación arrojará diferentes presupuestos relacionados con los segmentos del sector energía, abastecimiento, almacenamiento, transformación, transmisión, distribución, y la suma de cada uno de estos presupuestos dará como el presupuesto general de desarrollo, los cuales se irán actualizando en la medida en que las estrategias y los planes se van ejecutando.

Juntamente con el diseño de los planes deben identificarse los recursos financieros para su desarrollo. De igual forma, deberá estimarse o imponer límites temporales o económicos al sacrifico del Estado en el caso de actividades promocionales o de otorgamiento de incentivos.

**6.6 INSTITUCIONALIDAD DE LA PLANIFICACIÓN**

Como se detalló en el capítulo 2 y en el título 6.1 a, de este capítulo, existen inconsistencias legales respecto de las competencias de las autoridades en materia de planificación energética.

Por ello, abajo se detallan recomendaciones relativas a roles y funciones de las instituciones en la materia.

### 6.6.1 MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

Según el artículo 24 de la Ley Orgánica de la Administración Pública, No. 247-12, los ministerios son los órganos de planificación, dirección, coordinación y ejecución de la función administrativa del Estado, encargados en especial de la formulación, adopción, seguimiento, evaluación y control de las políticas, estrategias, planes generales, programas, proyectos y servicios en las materias de su competencia y sobre las cuales ejercen su rectoría, en tal virtud, constituyen las unidades básicas del Poder Ejecutivo.

En el caso de la energía, la más alta responsabilidad de planificación debe recaer en el MEMRD. En segundo lugar, la CNE como organismo adscrito al MEMRD debe tener con relación a la planificación, las funciones que abajo se detallan.

En materia energética, el MEMRD es el órgano de mayor jerarquía por lo que recomendamos que con relación a la planificación energética, tenga las siguientes responsabilidades:

1. Formular y proponer al Poder Ejecutivo las propuestas normativas las cuales deberán ser realizadas sobre la base de los lineamientos de políticas energéticas;
2. Adoptar los lineamientos de la política energética nacional;
3. Fijar y emitir los objetivos y alcances de la política de cada subsector energético en particular, que servirán de base para la planificación y las medidas que serán apropiadas para alcanzar su logro;
4. Fiscalizar la adecuada realización de los estudios de prospectiva de la demanda y la oferta que serán ejecutados por la CNE;
5. Fiscalizar el adecuado cumplimiento del proceso de planificación que será realizado por la CNE;
6. Emitir por medio de resolución, los resultados del proceso de planificación, de cada subsector energético.

En el caso del subsector eléctrico, la planificación que preparará la CNE y aprobará el MEMRD deberán ser realizadas de forma tal que cumplan con los objetivos de la política energética, y dentro de un ambiente de sostenibilidad económica y financiera del sector energía. Deberá contemplar lo siguiente:

* Planificación de las redes de distribución. Deberá estar orientada a proponer soluciones en el corto plazo, como mejorar las redes de distribución, reducir las pérdidas técnicas, aumentar la cobertura de servicios hacia zonas aisladas, y en el largo plazo, cumplir con los objetivos definidos en la prospectiva de la demanda en cuanto a cobertura del servicio energético, tomando en consideración las condiciones socio‐económicas y geográficas de los usuarios, metas de eficiencia energética, movilidad eléctrica, alumbrado público, mantener las medidas técnicas en niveles adecuados, cumpliendo con los criterios de seguridad y calidad del servicio exigidos por la normativa;
* Planificación del abastecimiento energético. Deberá estar orientado a proponer soluciones a los problemas del corto plazo, como es la nivelación de la oferta con la demanda, y en el largo plazo satisfacer la demanda proyectada, procurar la autosuficiencia energética, tener una matriz energética adecuada, contar con una cobertura total del servicio de electricidad y seguridad energética.
* Planificación de las redes de transmisión. La planificación deberá estar orientada a proponer soluciones a los problemas actuales del sistema, como es la falta de líneas requeridas para el desarrollo de proyectos de energía renovables, las congestiones y deficiencia de la capacidad de transmisión y en el largo plazo. Ello puede requerir adecuaciones, repotenciación de redes existentes o nuevos circuitos de transmisión tendentes a resolver de forma óptima las necesidades de transmisión, cumpliendo con los criterios de seguridad y calidad del servicio exigidos por la normativa, todo lo anterior realizado dentro de un ambiente de participación y consultas públicas.

### 6.6.2 COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

Con relación a la planificación, el equipo TAF recomienda que la CNE[[40]](#footnote-41) tenga las siguientes funciones:

1. Implementar los objetivos de la planificación energética emitido por el MEMRD;
2. Proponer las mejores y más eficientes medidas para el cumplimiento de los objetivos de planificación;
3. Realizar todas las coordinaciones necesarias para la adecuada ejecución del proceso de planificación;
4. Realizar los estudios de prospectiva de la demanda y la oferta de energía que serán utilizados en la planificación, los cuales deberán ser orientados según los objetivos de la política energética;
5. Solicitar, dar seguimiento y validar todas las informaciones requeridas para realizar el proceso de planificación;
6. Realizar el proceso de planificación del abastecimiento energético y de generación de electricidad;
7. En caso de que la CNE deba realizar estudios de prospectiva de demanda o planificación energética de una manera tan robusta que sobrepasen sus herramientas y capacidades, podrá contratar los servicios de empresas consultoras;
8. Identificar (nuevas capacidades de generación que en el corto plazo será necesario instalar y los tipos de tecnología/fuentes de energía a base de las cuales generar electricidad) propuestos para la planificación[[41]](#footnote-42), los cuales podrán ser el resultado de análisis económicos y estratégicos definidos como política de Estado, por las autoridades del sector energético o ser propuestos por los agentes del sector;
9. Mantener actualizada la base de datos de las variables macroeconómicas y sociodemográficas utilizadas en la planificación;
10. Hacer las actualizaciones periódicas requeridas por el sistema de planificación;
11. Dar seguimiento y fiscalizar el cumplimiento de los planes sectoriales de la energía;
12. Remitir al MEMRD los informes de resultados anuales de la planificación;
13. En el caso del subsector eléctrico:

* Entregar a las EDEs y la ETED los resultados de los estudios de prospectiva de la demanda para que estas puedan hacer sus planes de expansión;
* Ordenar a las EDEs y a la ETED, la realización de los estudios de planificación.

1. Fiscalizar, validar y remitir al MEMRD para su aprobación y emisión final, la planificación de redes realizada por las EDEs y la ETED.

### 6.6.3 EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

Las EDEs deben ser responsables de la planificación de sus sistemas de distribución y tener las siguientes responsabilidades:

1. Usar como base los resultados de los estudios de prospectiva de la demanda realizada por la CNE y dirigida por el MEMRD[[42]](#footnote-43);
2. Realizar los estudios de la planificación de los sistemas de distribución correspondiente, en términos de eficiencia técnica, económica, estrategia y ambiental;
3. Mantener actualizadas las variables macroeconómicas relacionadas con la planificación del sistema de distribución;
4. Entregar los resultados de los planes de expansión de distribución, a la CNE para su validación y para la aprobación final de parte del MEMRD. Con los planes de distribución aprobados la CNE podrá realizar sus estudios de planificación del abastecimiento y la ETED podrá realizar sus estudios de expansión de la red de transmisión.

### 6.6.4 LA ETED

La ETED debe ser responsable de:

1. Usar como base los resultados de los estudios de planificación de distribución y de abastecimiento;
2. Realizar los estudios de planificación de la transmisión en términos de eficiencia técnica, económica, estrategia y ambiental;
3. Mantener actualizadas las variables macroeconómicas relacionadas con la planificación del sistema de transmisión;
4. Entregar los resultados de los planes de expansión de transmisión, a la CNE y el MEMRD para su aprobación final.

## 6.7 OBJETIVOS DE LOS PLANES ENERGÉTICOS

### 6.7.1 OBJETIVOS A CORTO PLAZO

Los objetivos a corto plazo de la planificación energética deberán estar orientados a resolver los problemas estructurales actuales o coyunturales y, a la vez, crear las bases para la transición al desarrollo del sistema energético diseñado para el largo plazo.

Los objetivos del corto plazo podrán ser identificados luego de un proceso de diagnóstico del sector energético, donde se podrán analizar las diferentes causas y los problemas que atañan al subsector eléctrico. En función de ello, deberá luego diseñarse un plan que permita enderezar el sistema hacia el camino deseado.

En este sentido el equipo TAF recomienda que, antes de los procesos de planificación o como parte de este, el Estado deberá hacer un diagnóstico del sector energético en su conjunto para, de esta forma, conocer los problemas actuales y sus causas. Luego, se podrán desarrollar las estrategias para superarlos.

### 6.7.2 OBJETIVOS A LARGO PLAZO

El plan energético de la República Dominicana deberá perseguir varios objetivos a largo plazo, 15 – 20 años, entre los que cabe mencionar: garantía y seguridad del suministro, orientación y eficiencia en el consumo, desarrollo coordinado de los mercados de energía, adecuado equilibrio con el ambiente natural a efectos de evitar cambios irreversibles así como adaptación a los propios cambios de dicho ambiente natural, contribución a objetivos sociales, especialmente alivio de la pobreza, desarrollo de áreas de interés y contribución al desarrollo sustentable del sistema productivo.

La planificación energética integral de largo plazo debería tener como objetivo el desarrollo energético sustentable y plantear estrategias coherentes, viables y factibles.

Las instituciones de planificación energética de la República Dominicana deberán tener conciencia de que sus objetivos son parte de los objetivos nacionales, considerando que el sistema energético es un elemento especialmente crucial del plan integral de desarrollo económico y progreso social de un Estado.

## 6.8 FORMULACIÓN Y ESTABLECIMIENTO DE LA POLITICA ENERGETICA

La formulación de las propuestas de política energética debe estar a cargo del personal perteneciente al ámbito público. Los técnicos de las diferentes áreas deberán ser los líderes en la formulación de las propuestas de políticas energéticas y la formulación de los planes basados en dichas propuestas.

En el caso de la formulación de las políticas energéticas, el equipo TAF recomienda que las mismas sean dirigidas, organizadas y recopiladas por el MEMRD y en dicho proceso deberán tener vinculación todas las dependencias del Estado que tengan vinculación con el sector energético, de forma que se pueda cubrir todos los diferentes aspectos del sector.

La política energética nacional debe ser aprobada y publicada por el MEMRD. Asimismo, el mecanismo para su preparación y adopción, y las competencias correspondientes deben estar indicados en la legislación. De lo contrario, habrá desorientación y hasta el enfrentamiento ya experimentado entre las diferentes instituciones del Estado.

Las políticas energéticas deben ser la base de la planificación y del ejercicio de las funciones regulatorias, de modo que exista coherencia entre sus lineamientos y las inversiones realizadas para el desarrollo del sector.

## 6.9 METAS DE LA PLANIFICACION

La definición de metas en el corto, mediano o largo plazo, en algunas ocasiones pueden formar parte de las políticas energéticas. Estas metas pueden estar orientadas en las siguientes áreas:

* Eficiencia energética y uso racional de la energía;
* Incorporación de energías renovables;
* Cambios en la matriz energética;
* Uso de incentivos para promoción;
* Saneamiento financiero del sector;
* Revisión normativa.

La definición de las metas dará dirección a todos los aspectos siguientes de la planificación, por lo tanto, requiere de la participación de técnicos con conocimientos y experiencias en geopolítica energética, así como con una visión energética estratégica.

El equipo TAF recomienda que el MEMRD defina los planes generales del sector energía, lo cuales definirán el rumbo del sector energético nacional y por lo tanto, deberá ser realizado tomando en cuenta los lineamientos de la política energética, y utilizando especialistas con conocimiento de la situación global de la energía.

## 6.10 DIAGNÓSTICO DEL SECTOR ENERGÉTICO

El resultado del diagnóstico deberá ser la descripción de la situación actual del sistema energético y las condiciones del entorno internacional para, a partir de esta situación, diseñar las estrategias para mejorar el sistema.

El diagnostico incluye el analizar la situación energética internacional, especialmente en aquellos aspectos que interactúan e inciden sobre la situación, actividades y desarrollo del sector energético interno y, por lo tanto, condicionarán la formulación, implementación y evaluación de la planificación energética en la medida de su interrelación e interacción con la situación y evolución energética nacional.

A nivel nacional, el proceso de diagnóstico involucra un análisis integral del sector energético y sus subsectores, entre los que se deben considerar se encuentran: análisis de la demanda energética, disponibilidad de recursos energéticos, reservas, oferta energética, tecnologías empleadas y potencialidad de acceso a nuevas tecnologías, impacto económico del sector energético, impactos sociales y ambientales.

El equipo TAF recomienda que la República Dominicana, como parte de su proceso de planificación incluya la realización de un diagnóstico profundo de su sistema energético, que contemple la situación nacional e internacional y que sus resultados sean utilizados como base para la planificación en general.

## 6.11 PROSPECTIVA DE LA DEMANDA Y LA OFERTA

La prospectiva se apoya en la investigación a través de los métodos científicos y empíricos, para realizar análisis en diversas áreas y determinar o tener una idea bastante próxima de lo que puede suceder en el futuro.

Como se puede apreciar, la prospectiva busca plantear escenarios futuros de demanda y de fuentes de abastecimiento a fin de establecer en el presente cuáles son las mejores acciones o medidas a tomar en el área energética, bajo criterios de optimización.

La prospectiva de la demanda permite simular y evaluar el uso de estrategias e instrumentos de políticas, tales como el abastecimiento energético con calidad[[43]](#footnote-44), la promoción de la eficiencia energética, uso racional de la energía, cambio de los patrones de consumo, alumbrado público [[44]](#footnote-45), apoyo al desarrollo de MIPYMES[[45]](#footnote-46) movilidad y cocción eléctrica, y en lo que respecta la oferta; promoción de autoproducción, promoción de las energías renovables; permite disminuir el grado de incertidumbre que enfrentan las decisiones de inversión.

El resultado final de la prospectiva de la oferta y demanda es proveer los escenarios que servirán de base para el diseño de las mejores estrategias, así como los programas y proyectos, para llevar el sistema energético a los niveles deseados, y estos escenarios deben ser alimentados con experiencias, estrategias, conocimientos y puntos de vista sobre los aspectos vinculados a la evolución de dicho sistema.

Puesto que los resultados de los estudios de prospectiva de la demanda y la oferta son el insumo principal para la realización de una buena planificación energética, el equipo TAF recomienda que estas sean realizadas tomando en cuenta todos los elementos y requisitos necesarios para lograr su éxito, como presupuesto, tiempo, herramientas computacionales y recursos humanos, también recomendamos que los resultados de la prospectiva sean orientados a ofrecer las informaciones según las características requeridas por el sistema de planificación.

## 6.12 PLANES PARA EL ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO, USO DE MODELOS

Contando con unas políticas energéticas bien definidas, el diagnóstico del sector energético, los escenarios resultantes de visión estratégica, la prospectiva de la demanda y la oferta, y contado con otras informaciones del sector, ya el país estará listo para realizar los planes de abastecimiento energético.

El resultado de estos planes deberán ser las mejores alternativas para llevar el sistema energético al lugar deseado, deberá proveer la capacidad y los emplazamientos de las infraestructuras de recepción, almacenamiento y transformación energética, necesarias para el adecuado desarrollo del sector[[46]](#footnote-47), profundizando en el uso de recursos energéticos renovables.

El equipo TAF recomienda establecer un sistema de planificación energético orientado al cumplimiento de las políticas y planes energéticos y los demás temas planteados en este informe, de manera que el mismo sirva para orientar las acciones del sector energético.

### 6.12.1 ACTUALIZACIÓN DE LA PLANIFICACIÓN

Como se mencionó en el Informe de Resultados, hemos identificado que no se ha realizado la planificación energética de forma continua ni regular, y que tampoco se han mantenido actualizadas las variables macroscópicas que son las bases de los estudios.

La planificación energética es un proceso continuo, no es un evento circunstancial. El plan energético como un producto entregable por sí mismo carece de valor si las estrategias contenidas en el mismo no son efectivamente ejecutadas y monitoreadas con el objetivo de utilizar en mayor medida los recursos disponibles e implementar los ajustes necesarios.

Teniendo en cuenta que, al momento de realizar cualquier planificación, las variables que las envuelven tienen cierto grado de incertidumbre, resulta necesario que en la medida en que la incertidumbre de dichas variables se vaya despejando y convirtiéndose en reales, la planificación pueda ser actualizada. Así, se podrá contar con resultados más robustos, y con soluciones más precisas y ajustadas a la realidad.

Un plan energético es la base para guiar las actividades y los recursos de un sistema energético, permite reducir las incertidumbres e identificar opciones más seguras y confiables. Sin embargo, debemos considerar que, con la adopción de un plan, no se renuncia al dinamismo o la flexibilidad. La planificación no se limita a establecer decisiones presentes, sino en estimar el impacto de dichas decisiones y la forma en la cual los planes serán revisados ante los posibles cambios de las variables macroeconómicas y en las condiciones del entorno.

La planificación es un proceso continuo, dinámico y adaptable a la evolución de las variables del sistema para el cual fue diseñado: cambios en variables económicas, avances tecnológicos, cambios políticos, etc. La planificación energética es así una metodología que procesa convenientemente información de la demanda, transformación y suministro de energía, y genera estrategias para alcanzar los objetivos definidos en diferentes plazos.

Por todo lo expuesto, en la República Dominicana debe ser instaurado un sistema de planificación que, como máximo, cada cuatro años pueda realizar una planificación energética completa en la que las variables macroeconómicas y ambientales que forman la base de dicha planificación sean actualizadas en periodos de tiempo más cortos.[[47]](#footnote-48)

Para lograr lo anterior, el equipo TAF recomienda que la República Dominicana debe contar con infraestructura física y administrativa, así como con el personal y las herramientas necesarias para el adecuado cumplimiento de estas tareas. También deben considerarse los nuevos requerimientos energéticos, los desarrollos tecnológicos y las coyunturas del entorno.

### 6.12.2 FISCALIZACIÓN DE LA PLANIFICACIÓN

Pudimos detectar que, aunque en el pasado diversas planificaciones han sido realizadas, las mismas no han sido tomadas en cuenta por los agentes, ni por el mismo Estado al momento de tomar decisiones de inversión. Ello pone en evidencia la inexistencia de un sistema de fiscalización y seguimiento de los resultados de la planificación.

Es importante planificar el sistema energético, pero es aún más importante asegurar que el sistema energético opere conforme a lo planificado. Si el Estado dominicano no cuenta con la fuerza para hacer cumplir la planificación energética, de poco le servirá planificar y diseñar el futuro adecuado del sector energético.

El Mercado Eléctrico Mayorista de la República Dominicana es liberalizado y opera en régimen de competencia, lo cual permite que cualquier empresa privada, luego de cumplir con los requerimientos necesarios pueda instalar, bajo su propio riesgo, un sistema de generación sin tomar en cuenta las recomendaciones de la planificación integral. Sin embargo, el Estado debería identificar el tipo de nueva generación que el país necesita y también implementar mecanismos de promoción que sean necesarios para lograr que las inversiones de empresas privadas se adecúen a ello. Además, las inversiones del Estado también deben desarrollarse conforme a lo que se previó en la planificación.

Es por todo lo anterior, que el equipo TAF recomienda que en la República Dominicana, juntamente con el sistema de planificación, se instaure un sistema de fiscalización de la planificación, con el objetivo de lograr el adecuado cumplimiento de lo planificado. El sistema de fiscalización estará bajo la responsabilidad del ejecutor principal de la planificación que es la CNE, y deberá abarcar los planes subsectoriales del sector energético.

## 6.13 PLANIFICACION SUB-SECTOR ELECTRICO

### 6.13.1 GENERACIÓN

El objetivo de la planificación de la generación es proveer las capacidades de generación junto con la tecnología y la fuente de energía que son necesarios para abastecer la demanda presente y futura resultante de la prospectiva de la demanda y la planificación de distribución.

Recomendamos que la planificación de la generación sea realizada tomando como base las metas de planificación y las políticas energéticas en cuanto a autosuficiencia energética, conformación de una matriz de generación de electricidad adecuada y sostenibilidad económica y financiera del sector eléctrico.

El resultado de la planificación de la generación será un conjunto de capacidad de generación, que junto con sus respectivas tecnologías, localización geográfica y fuentes de combustibles abastecerán la demanda proyectada de energía a mínimo costo y con menor impacto ambiental.

### 6.13.2 ASPECTOS GENERALES PLANIFICACIÓN DE REDES

La planificación de los sistemas de redes tiene el objetivo de obtener las opciones más convenientes de unir la demanda con fuentes de abastecimiento existentes o proyectadas. Ello deberá tener como punto de partida los análisis de prospectiva de demanda y la oferta, pasando por las diferentes opciones tecnológicas que pueden influir en las mismas, su impacto ambiental y los recursos económicos vinculados con las diferentes opciones.

Como la planificación de las redes de transmisión y distribución es sumamente importante, y se requieren conocimientos técnicos profundos de los sistemas que serán planificados, el equipo TAF recomienda que las planificaciones de las redes sean desarrolladas por las empresas que operan dichos sistemas, en el caso del sistema eléctrico por la ETED y las EDEs en combinación con la UERS. Estas planificaciones deberán ser propuestas en función de los lineamientos establecidos por la política energética en general y los lineamientos emitidos por el MEMRD.

Debemos tomar en cuenta que en la práctica quienes han estado realizando las planificaciones de las redes son las mismas empresas operadoras y esto es debido a que son los técnicos de estas empresas los que conocen dichos sistemas y por ende están capacitados para hacer dichas planificaciones.

### 6.13.3 DISTRIBUCIÓN

El objetivo de la planificación de las redes de distribución de electricidad es definir las estructuras de redes y subestaciones necesarias para llevar la electricidad desde los centros de abastecimiento que son las subestaciones hasta las demandas puntuales de los consumidores.

El equipo TAF recomienda que para la planificación de las redes de distribución se debe contar con un buen estudio de prospectiva de la demanda de electricidad, el cual deberá establecer el comportamiento de la demanda a futuro, previamente considerando los programas de eficiencia energética y ahorro de energía; cambios en el consumo de energía, por ejemplo, la movilidad o la cocción eléctrica; programas de autoproducción de energía, áreas de crecimiento o de descrecimiento económico o de la población. También deberá desarrollarse un plan para realizar las ampliaciones y mejoras a la red que resulten necesarias para ir mejorando progresivamente la calidad de servicio, que hoy es inadecuada. Ello deberá realizarse conforme a las normas de distribución vigentes y las pautas establecidas en el punto 9.7 del Pacto Eléctrico.

Aparte de las infraestructuras de las redes, el resultado de la planificación de la distribución arrojará las demandas puntuales que deberán ser abastecidas por el sistema de generación de energía a través de las redes de transmisión.

### 6.13.4 TRANSMISIÓN

El objetivo de la planificación de las redes de transmisión de electricidad es definir las estructuras de redes y subestaciones necesarias para llevar la electricidad desde los centros de generación hacia las subestaciones de distribución, y tomando en cuenta la factibilidad económica, resolver los problemas de congestionamiento existentes, cumpliendo con los requerimientos de calidad contenidos en la normativa.[[48]](#footnote-49)

La planificación del sistema de transmisión debe considerar la infraestructura necesaria para posibilitar la interconexión con el SENI de las nuevas inversiones consideradas en los Planes Indicativos de Generación y de Distribución. Estos últimos deben incluir los pronósticos de demanda de energía y potencia, en base a la normativa de calidad y en cumplimiento con las normas técnicas y ambientales, así como la electrificación de las zonas propuestas en la estrategia nacional de desarrollo.

El resultado final de la planificación del sistema de transmisión debe ser un conjunto de opciones de mejora de las redes y transformadores existentes y propuestas de nuevos desarrollos.

# 7. TRANSMISIÓN

## 7.1 INTRODUCCIÓN

En el Informe de Resultados se señalaron los siguientes problemas relativos a la actividad de transmisión y al ejercicio de sus funciones por parte de la ETED, identificados en las reuniones:

1. Ausencia de adecuada planificación, incluyendo la falta de criterios para la realización de la expansión de transmisión;
2. Ausencia de recursos suficientes por parte de la ETED para realizar la expansión de sus redes, debida, en particular, a la falta de pago de las EDEs;
3. Ausencia de redes o insuficiente capacidad para interconectar nuevos proyectos de energías renovables en algunas zonas, en particular en el norte. Esto obliga a los desarrolladores a financiar la infraestructura de transmisión, aumenta los costos de los proyectos y en algunos casos impide su realización;
4. Insuficiente recuperación por parte de los inversores en generación de las inversiones en transmisión que deben realizar ante la ausencia de interconexión;
5. Cuestionamiento a la supuesta ausencia de independencia del Centro de Control de Energía (CCE), alegada por algunos entrevistados. Por ello, propusieron que el CCE dejara de pertenecer a la ETED para transformarse en un organismo independiente.

Las alternativas de soluciones propuestas por los entrevistados, señaladas en el Informe de Resultados, fueron las siguientes:

1. La solución ideal planteada sería que la ETED se ocupara de la expansión de la transmisión para permitir el desarrollo de proyectos de energías renovables como un objetivo de política nacional. Un desarrollador propuso que las líneas de transmisión se construyeran con fondos del Estado y que se pagaran mediante un fondo;
2. Se propuso que, si la opción precedente no fuese posible, se revisara el modelo regulatorio aplicable al sistema de transmisión de manera de permitir alguna de las siguientes alternativas:

* Que por medio del peaje los proyectos de generación puedan recuperar el total de sus inversiones hechas en la construcción de la línea;
* Que se permitiese la construcción de líneas privadas que sean operadas por la ETED, pero que los propietarios fuesen quienes la construyeran (los privados) y que se les permitiese a estos últimos cobrar un peaje a quienes la usasen. Se sugirió que la existencia de líneas privadas podría constituir un buen negocio del cual la ETED podría beneficiarse y que, por lo tanto, esta posibilidad debería ser estudiada y analizada;
* Que se le permitiese a la empresa que hizo la inversión en la línea de transmisión obtener el repago de la inversión a través de deducciones en el pago de peaje de todos los proyectos de esa empresa, y no solamente del proyecto vinculado a la línea construida.

1. Otra alternativa sugerida por algunas empresas fue que se permitiera que el sistema de transmisión fuese realizado por operadores privados. Se sugirió que, aunque las líneas construidas por desarrolladores privados se transfieran en propiedad a la ETED, debería permitirse la existencia de un operador privado del sistema de transmisión.

**OPINIÓN DE LA ETED**

La ETED informó al equipo TAF lo siguiente:

1. Que estaba trabajando en un plan de expansión que tomaba en cuenta los recursos energéticos renovables disponibles en las diferentes zonas del país;
2. Propuso modificaciones a la legislación para mejorar la gestión de la transmisión:

* “Exigir a los productores de energías renovables su participación en la regulación de frecuencia y tensión del sistema de transmisión”;
* “Flexibilizar la normativa a fin de que puedan crearse nuevos mercados de servicios complementarios”.

## 7.2 OTRAS INCONSISTENCIAS

El equipo TAF considera que el principal problema de la actividad de transmisión es la ausencia de planificación.

Además de ello, hemos identificado los siguientes problemas adicionales:

1. Las ampliaciones de transmisión son decididas por la ETED sin ninguna participación ni intervención de las autoridades estatales;
2. La legislación es ambigua respecto a si pueden otorgarse concesiones de transmisión a privados.

## 7.3 PROPUESTAS PARA RESOLVER INCONSISTENCIAS RELATIVAS A LA TRANSMISIÓN

### 7.3.1 PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

Coincidimos con la opinión expresada por todos los desarrolladores entrevistados en República Dominicana, en el sentido de que la ETED debe tener la obligación de expandir el sistema de transmisión.

Tal como se detalla en el capítulo sobre Planificación, consideramos que la expansión de la transmisión no debe continuar siendo planificada por la ETED exclusivamente, aunque intervenga de alguna manera la CDEEE, que es otra empresa. Creemos que es de fundamental importancia que la ampliación del sistema de transmisión que opera la ETED sea debidamente desarrollado de acuerdo con los parámetros establecidos en la planificación del sector eléctrico.

Con relación a los criterios, periodicidad y contenido que debe incluir los planes y planificación del sector eléctrico en general y de la transmisión (que une producción y consumo) en particular, así como los detalles de las empresas y autoridades intervinientes, han sido detalladas en el capítulo sobre Planificación de este informe. Por lo tanto, nos remitimos a las recomendaciones allí mencionadas.

### 7.3.2 CONTROL DE LAS AMPLIACIONES PROPUESTAS POR LA ETED

Actualmente, la ETED decide por sí misma y sin participación alguna ni intervención de las autoridades del sector[[49]](#footnote-50) todas las ampliaciones al sistema de transmisión. Es probable que en la práctica exista algún tipo de control o autorización por parte de la CDEEE, pero, como ya dijimos, la CDEEE no es una autoridad sino una empresa estatal.

La expansión de la transmisión es de vital importancia para el desarrollo del sector eléctrico ya que es el medio que permite unir la generación con la demanda y, de esta forma, tiene un impacto fundamental sobre el desarrollo de otras actividades, de las energías renovables y de todo el sector eléctrico en su conjunto.

|  |
| --- |
| **Box 6: Autorización para Ampliar la Red de Transmisión**  Es común que las ampliaciones de transmisión estén sujetas a la aprobación de una autoridad reguladora.  Esto es así aún en países con sectores eléctricos muy desarrollados y bien dimensionados. Un ejemplo de ello es Alemania. En Alemania, el regulador federal de redes, la *Bundesnetzagentu*r, tiene las siguientes competencias relativas a las ampliaciones al sistema de transmisión eléctrica:[[50]](#footnote-51)   * Aprueba el marco de escenarios en el que los operadores del sistema de transmisión exponen los posibles desarrollos en el panorama energético del país; * Examina y confirma los planes de desarrollo de la red, cada uno enumerando las medidas de expansión necesarias durante la próxima década, y presenta estos planes en forma de un proyecto de plan de requisitos federales al gobierno federal al menos cada cuatro años; * Evalúa el impacto ambiental de los proyectos planificados y sigue su progreso como autoridad de aprobación en la planificación sectorial federal y los procedimientos de aprobación de planificación.   En España, la construcción de nuevas instalaciones de transmisión, distribución y producción, o la modificación de las existentes, no pueden ser realizadas sin obtener previamente diversas autorizaciones descriptas por la ley que regula el sector.[[51]](#footnote-52) Dichas autorizaciones, incluyen tanto a la autorización del anteproyecto técnico, así como a las autorizaciones de construcción y de explotación. Asimismo, el regulador - la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia - realiza el seguimiento de los planes de inversión de los transportistas, y presenta un informe al ministro.[[52]](#footnote-53)  También en países del continente las autoridades intervienen en las decisiones, por ejemplo:   * En Chile, las autoridades no solo intervienen en la planificación de la transmisión, sino que además las proponen y deciden.[[53]](#footnote-54) En este sentido, en ese país es el Ministerio de Energía quien determina las ampliaciones al sistema de transmisión cuya licitación debe iniciarse en los doce meses siguientes. En dicha decisión deben incluirse los estudios técnicos y ambientales para definir la franja de la línea de transmisión, que permitirá luego la constitución de las servidumbres respectivas.   En Argentina, el regulador eléctrico federal (ENRE) aprueba las ampliaciones al sistema de transmisión[[54]](#footnote-55), luego de realizar una audiencia pública y aprobar los estudios técnicos y el estudio de impacto ambiental. El regulador no puede dar curso a una solicitud de ampliación que no se encuentre incorporada en el plan de expansión del sistema de transporte previamente aprobado por dicha autoridad regulatoria. No se aceptan ampliaciones que no se adecúen a lo establecido en la planificación[[55]](#footnote-56). Asimismo, el regulador eléctrico federal adoptó tempranamente reglamentaciones ambientales más específicas con requisitos ambientales mucho más estrictos que las vigentes en ese momento, y realiza una aprobación de dicho estudio.[[56]](#footnote-57) |

Recomendamos que las ampliaciones particulares que la ETED proponga no solo deban adecuarse a lo establecido en la planificación, sino que además deban ser aprobadas por una autoridad. Y también proponemos que dicha autoridad sea la CNE.

Este rol podría ser cumplido por la CNE o por la SIE. Las ventajas de que lo haga la SIE estarían dadas en el hecho de que es el regulador principal del sector eléctrico y quien también define luego las tarifas que deben pagarse por el uso de la red de transmisión.

Por otra parte, las ventajas de que este rol sea cumplido por la CNE están dados por el hecho de que ésta última participa en la planificación sectorial y es quien debe fiscalizar su cumplimiento. Por lo tanto, la CNE estaría en una mejor posición para evaluar si cada ampliación propuesta por la ETED cumple o no con los planes y planificación sectorial y, en virtud de ello, autorizarla o rechazarla.

Por último, la ampliación del sistema de transmisión requerirá de la constitución servidumbres sobre heredades de privados. Como se detalló en el capítulo sobre Marco Legal sería razonable y más eficiente que la autoridad que la autoridad que apruebe las ampliaciones de transmisión sea la misma que realice la “afectación” a servidumbre de terrenos privados. La aprobación de los planos de la nueva línea que la ETED debería acompañar junto con la solicitud de ampliación. Para la autoridad, la autorización de una nueva línea conllevaría la afectación de las servidumbres correspondientes.

### 7.3.3 REPAGO DE INVERSIONES EN TRANSMISIÓN POR PARTE DE PRIVADOS

Aunque en algún momento se logre una adecuada planificación de la ampliación de la transmisión, es muy probable que siga habiendo cuellos de botella o limitaciones de capacidad.

En el caso de que la planificación no previese la construcción de una nueva línea o la ampliación de una existente, y no hubiese capacidad de transmisión para el desarrollo de un proyecto en particular, según la Ley 125-01 los desarrolladores pueden realizar las ampliaciones al transporte y recuperar el total de sus inversiones hechas en la construcción de la línea y no en base a los costos de la ETED (Ley 125-01, Art. 82, inciso b). El inconveniente es que no se les repaga la inversión completa sino una parte, de acuerdo con los costos de la ETED.

Al respecto, consideramos lo siguiente:

1. Resulta razonable que se le permita a la empresa que hizo la inversión en la línea de transmisión obtener el repago de la inversión a través de deducciones en el pago de peaje de todos los proyectos de esa empresa, y no solamente del proyecto vinculado a la línea construida;
2. Una de las propuestas de los inversores, ante la ausencia de repago completo de la inversión, fue que se les permitiera la construcción de líneas privadas que sean operadas por la ETED, pero que los propietarios sean quienes la construyeron (los privados) y que se les permita a estos últimos cobrar un peaje a quienes la usen. En muchos países se permiten líneas privadas, es una opción que deberían evaluar las autoridades;
3. Con relación a la propuesta de que el sistema de transmisión sea operado por una empresa privada, sugerido por inversores privados, consideramos:

* Que el Gobierno está de acuerdo con la previsión legal de que la ETED continúe siendo una empresa pública;
* Que no hay motivos para creer que una empresa privada funcionaría mejor. Además, en general, la opinión acerca del funcionamiento de la ETED fue buena.

Por lo tanto, no se sugieren modificaciones en esta cuestión.

### 7.3.4 AMBIGÜEDAD ACERCA DE CONCESIONES DE TRANSMISIÓN

Mencionamos que la legislación es ambigua respecto a si pueden otorgarse concesiones de transmisión a privados. En este sentido, la Ley 125-01 establece en la definición de empresa de transmisión y en el artículo 41 párrafo II que la transmisión es realizada por una empresa estatal. Por otro lado, el artículo 41, párrafo I de forma explícita, y el artículo 24 inciso g) de manera implícita, parecen indicar que otras empresas privadas podrían solicitar concesiones de transmisión. No parece que se refieren a la concesión a otorgarse a una empresa pública sino a una privada. El texto de la ley debería ser claro, y no dejar lugar a dudas de interpretación.

Con relación a este tema, se recomienda que se modifiquen los artículos de la Ley 125-01 que suscitan dudas de interpretación, en particular las referidas a concesiones de transmisión.

### 7.3.5 PROPUESTA DE INDEPENDIZAR EL CCE DE LA ETED

Conforme lo dispuesto por el artículo 2 de la Ley 125-01, el Centro de Control de Energía (CCE) constituye una dependencia de la ETED. El artículo 1 del Reglamento para la Aplicación de la Ley 125-01 establece que el CCE está encargado de la operación en tiempo real del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), de acuerdo con las directrices del Organismo Coordinador.

Es muy común que la empresa de transmisión esté a cargo de la operación del sistema también. Hay algunos países donde hay un organismo separado, a veces a cargo también del despacho económico.

Nuestra opinión es la siguiente:

1. No tenemos evidencia de que haya irregularidades por parte del CCE en el ejercicio de sus funciones;
2. Si las hubiera, podría ser necesario considerar una estructura institucional distinta, por ejemplo, fusionar el OC-SENI con la CCE.

# 8. MEDICIÓN NETA Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Este capítulo se refiere a las modificaciones propuestas a los Reglamentos sobre la Medición Neta y la Interconexión de Generación Distribuida, ambos de julio 2012, que regula lo establecido por la Ley 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de las Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales. Asimismo, hemos considerado los resultados del informe de la GIZ “Actualización del Estudio de Revisión y Modificación de los Reglamentos de Generación Distribuida y Medición Neta en República Dominicana” de agosto 2019.

## 8.1 REDEFINICIÓN DE LOS LÍMITES DE CAPACIDAD DEL PROGRAMA MEDICIÓN NETA Y DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN GENERAL

Según el Reglamento de la Ley 57-07, el régimen aplicable a la autoproducción a base de energías renovables, afuera del Programa de Medición Neta (PMN), que permite vender el exceso de electricidad a la red, fija un límite a la capacidad instalada permitida a cada autoproductor de 1.5 MW (artículo 95). También se exige que al menos el 50% de la energía producida sea para consumo propio. El límite de potencia instalada puede ser elevado por la CNE, previa solicitud, cuando la fuente primaria de combustible sea residuos de biomasa o subproductos de biomasa procedentes de la producción de biocombustibles (artículo 96). Asimismo, en virtud de la Ley 125-01, los autoproductores cuya potencia instalada no supere 2 MW no necesitan obtener una concesión.

Con el fin de armonizar algunos de los diferentes límites, recomendamos que el límite para generar bajo el programa de medición neta también se eleve a 1.5 MW. Así, toda la autoproducción que no supere este límite debería poder vender el exceso de electricidad a la red de distribución o de transmisión. Esto debería hacerse a precios de mercado, mediante el cual un balance positivo (electricidad alimentada a la red menos electricidad extraída de la red) será remunerado mensualmente al precio medio del mercado Spot. En el caso de que los clientes opten por el Programa de Medición Neta (PMN) el saldo positivo se remunerará anualmente bajo las condiciones existentes establecidas en el Reglamento de Medición Neta.

También se propone que los sistemas de generación para la autoproducción que oscilen entre 1.5 y 5 MW de capacidad instalada, y que produzcan electricidad exclusivamente para consumo propio, deberían también ser exceptuados de la obligación de obtener una concesión (o licencia, según se propone en el capítulo de Concesiones). Estos autoproductores solo deberían necesitar el acuerdo con la empresa de distribución o transmisión, respectivamente.

## 8.2 PERMITIR EN EL PROGRAMA DE MEDICIÓN NETA UN EXCESO DE ELECTRICIDAD HASTA EL MONTO DE AUTOCONSUMO

Actualmente, la participación en el PMN está restringida por el requisito de que la instalación para la generación de electricidad se utilice principalmente ("primordialmente, en todo o en parte" para cubrir la demanda de energía del cliente (Reglamento Medición Neta, art. 8, párrafo 2h.). Proponemos hacerlo algo más concreto y alinearlo con el requisito establecido en el Reglamento de Ley 57-07, art. 95), es decir, que al menos el 50% de la energía generada sea gestionada al consumo del autoproductor. Esto permitiría a los participantes de PMN vender electricidad a la red de distribución (o transmisión) hasta la misma cantidad que su autoconsumo.

## 8.3 MANTENER EL RANGO TARIFARIO EN EL PROGRAMA DE MEDICIÓN NETA

En el pasado, se han planteado afirmaciones de que los clientes de PMN se beneficiarían al menos dos veces:

* 1. De reducir su consumo de electricidad de la red a través de la autogeneración; y
  2. al caer con el consumo reducido en una clase tarifaria con tarifas de electricidad más bajas (y a menudo subvencionadas).

Por lo tanto, estamos de acuerdo con la propuesta formulada en el informe de la GIZ (capítulo 7.2, inciso 2.) de que la cantidad autogenerada y consumida de electricidad se añada a la electricidad extraída de la red, con el fin de determinar el nivel tarifario para el pago de energía y el cargo fijo mensual. Esto requerirá una modificación del art. 11, párrafo 2a. en el Reglamento de Medición Neta. Al implementar dicha propuesta, también se evitaría que, en particular, los clientes residenciales y pequeños comercios de la categoría tarifaria Baja Tensión Simple (BTS), que no pagan un cargo por potencia máxima abandonen el pago de sus contribuciones adecuadas al acceso a la red y a la capacidad de reserva, siempre que las fuentes renovables no estén suficientemente disponibles.

## 8.4 VENDER ELECTRICIDAD AUTOPRODUCIDA A OTROS CONSUMIDORES EN EL MISMO PREDIO

El reglamento actual impide además que los autogeneradores dentro del PMN puedan vender electricidad a otros clientes, aunque esos clientes puedan estar situados en la misma propiedad (Reglamento de Medición Neta, artículo 6, párrafo 2b). Esto crea una clara desventaja para los inquilinos, en particular en el sector residencial o comercial, que no tienen opción de instalar sistemas fotovoltaicos en la azotea. Por lo tanto, recomendamos ofrecer la posibilidad de que siempre que el dueño de una propiedad opere un generador basado en energía renovable tenga el derecho de vender electricidad a otros clientes en la misma propiedad.

También sugerimos que el Reglamento de Medición Neta se modifique de manera tal que los participantes de PMN puedan vender electricidad a otros clientes en la misma propiedad a precios negociados. Esto también debería incluir la propiedad conjunta y la operación común de los sistemas de generación por parte de diferentes beneficiarios en el mismo predio. En particular, estimularía la autogeneración en edificios de apartamentos plurifamiliares con espacio en el techo o el terreno de propiedad conjunta.

## 8.5 ELIMINAR EL LÍMITE DEL 15% DE LA DEMANDA PICO ANUAL DE CADA RED TRONCAL

Una razón continua de insatisfacción expresada por los instaladores de plantas, por los interesados en participar en el PMN y por otros autoproductores que utilizan energía renovable ha sido la limitación del 15% de la capacidad en los puntos nodales de la red de distribución (Reglamento de Interconexión, artículo 17, inciso a). Esta limitación no tiene justificación técnica y simplemente se copió de modelos en otras jurisdicciones. Es necesario señalar que este límite se refiere explícitamente a la electricidad renovable y no hace distinción acerca de si la electricidad autoproducida se inyecta en la red o se absorbe completamente por la propia demanda. Recomendamos eliminar este límite técnico global y en muchos casos injustificado, y obligar a las empresas distribuidoras a mostrar en sus sitios web los posibles cuellos de botella y la capacidad disponible para conectarse sin reforzar la red local. Como ejemplo, puede citarse a las empresas de distribución en Colombia que han puesto en marcha una política transparente similar a la aquí sugerida.

## 8.6 SIMPLIFICACIÓN EN LOS PROCESOS DE SOLICITUD

En general, el proceso de solicitud de interconexión y participación en el PMN debe seguir un enfoque común que elimine la duplicación de requisitos, como la presentación separada de diseños técnicos para ambas aplicaciones. Además, debe ser posible que todo el proceso de solicitud se pueda realizar de forma remota a través de Internet. Los planes de sitio que incluyan la ubicación sólo deben solicitarse para instalaciones de más de 25 kW (en vez de mayor o igual a 10 kW como establecido en el Reglamento de Interconexión Distribuida, artículo 14, párrafo 2a.), ya que para los sistemas más pequeños el conocimiento para la empresa distribuidora de la ubicación concreta en una determinada propiedad es irrelevante.

## 8.7 COSTOS DEL REFUERZO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

También recomendamos excluir a los operadores de pequeños sistemas de generación en base de energías renovables (hasta 25 kW) de cualquier obligación de pagar por el refuerzo de la red de distribución. Estos pequeños productores deberían cargar únicamente con los costos de instalación y equipamiento, incluidos los medidores. Cualquier otro costo adicional hará que la autoproducción de electricidad sea poco atractiva y la inversión no se justifique. Además, el fortalecimiento de la red de distribución pertenece a la obligación operativa habitual de la empresa de distribución por lo que debe ser cargado a todos los clientes a través de sus facturas de electricidad. Esto puede ser diferente para sistemas de mayor generación, donde el refuerzo se vuelve especialmente necesario para un autoproductor específico. En este último caso, los costes adicionales podrán transferirse, al menos parcialmente, al solicitante.

## 8.8 AMPLIACIÓN DEL REGLAMENTO DE INTERCONEXIÓN

Hemos observado que el Reglamento para la Interconexión de Generación Distribuida solo está dirigido a sistemas de hasta 1 MW conectados a la Red de Distribución (aunque erróneamente en el art. 4, párrafo 1 también se refiere a la transmisión). Dado que, como se ha señalado anteriormente, las instalaciones que alimentan el exceso de electricidad en la red pueden ser tan grandes como 1.5 MW, recomendamos ampliar el reglamento a los tamaños de capacidad que puedan necesitar conectarse directamente a la línea de transmisión.

## 8.9 GENERACIÓN DISTRIBUIDA FUERA DEL LUGAR DE CONSUMO

Por último, nos gustaría sugerir que, al menos para los sistemas de autogeneración más grandes, se reconsidere el estricto requisito de identidad entre el sitio de generación y el lugar de consumo. Las instalaciones fotovoltaicas de hasta 1 MW necesitan mucho espacio y otras fuentes de energía renovable (como la eólica) pueden no estar disponibles de forma fácil y suficiente en el lugar de la demanda. Por lo tanto, es recomendable que se permita a un consumidor más grande instalar sus instalaciones de generación de forma remota y transportar la electricidad desde ese punto a su ubicación contra el pago de un peaje de transporte. Esta generación remota que utiliza energía renovable es una práctica común en muchos países, que sin duda estimularía la generación distribuida y el uso de energía limpia.

La alternativa que se implementa en la actualidad es formar un pool de usuarios no regulados que compren a un generador de energía renovable construido bajo el Régimen Especial sin PPA con la CDEEE o las EDEs.

# 9. MOVILIDAD ELÉCTRICA

A continuación, nos ocupamos de la movilidad eléctrica principalmente desde el punto de vista de los vehículos ligeros de cuatro ruedas, cuya electrificación ha ganado mayor atención en los últimos años en todo el mundo. Esto incluye a vehículos eléctricos puros o híbridos eléctricos enchufables. Asimismo, los autobuses eléctricos son también cada vez más utilizados en el mundo en el transporte público. En el caso de la República Dominicana, debe considerarse el creciente número de vehículos eléctricos sobre dos ruedas, especialmente en las categorías de bajo rendimiento. El aumento de estos vehículos y el desarrollo de la movilidad eléctrica requerirá del desarrollo de planes para la ampliación de las redes eléctricas que permita la recarga de sus baterías lo más cerca posible de la ubicación del empleo o de los hogares.

## 9.1 DESARROLLO DE UN PLAN PARA IMPLEMENTAR LA INFRAESTRUCTURA DE RECARGA

La falta de una infraestructura de recarga suficiente, junto con la autonomía limitada de vehículos totalmente eléctricos, es una barrera esencial para la electromovilidad. Las estaciones de recarga públicas para vehículos ligeros de cuatro ruedas deben colocarse lo más cerca posible de la casa o del trabajo y cubrir todo el territorio del país. Por ejemplo, los proveedores de aparcamiento público, incluso en los centros comerciales, deberían estar obligados, en general, a autorizar la instalación de puestos de recarga por parte de terceros operadores en su territorio o en sus estacionamientos o a instalarlos por sí mismos. Del mismo modo, se debe exigir a los edificios de apartamentos, las grandes empresas comerciales o instituciones estatales y semiestatales que proporcionen estaciones de recarga para los automóviles de los residentes o empleados, siempre y cuando el sistema de transmisión y distribución lo permite.

Las distribuidoras de electricidad deberían elaborar planes adecuados para fortalecer la red e implementarlos de manera oportuna. Es probable que esta inversión en la expansión de la red sea de su propio interés, ya que la expansión de la electromovilidad dará lugar a una nueva y creciente área de negocios.

Con el fin de garantizar una distribución equilibrada de la infraestructura de recarga y tener en cuenta todos los tipos de carga y una instalación adecuada de estaciones de recarga rápida, el Estado o una autoridad a la que se le haya asignado dicha tarea, debe desempeñar un papel de liderazgo y, en su caso, gestionar el desarrollo de la infraestructura de recarga mediante especificaciones adecuadas.

Se recomienda que el MEMRD con apoyo de la CNE, de forma conjunta con otros ministerios, lleven a cabo un pronóstico del desarrollo del mercado en el ámbito de la movilidad eléctrica y elaboren las medidas necesarias para crear una infraestructura adecuada. Esto también incluye una evaluación de los refuerzos y ampliaciones de redes necesarios y sus costos correspondientes.

También recomendamos que se evalúe si es necesario promover con incentivos fiscales la adquisición e instalación de estaciones de recarga, y de qué tipo (aduaneros y/o impositivos). Esto debería considerarse al hacerse la política/planificación. Se sugiere principalmente evitar establecer incentivos en una ley que luego no podrán cumplirse. El incumplimiento de la ley genera incertidumbre, inseguridad jurídica, afecta las inversiones y además genera juicios contra el Estado por incumplimiento de derechos adquiridos no reconocidos en la práctica. Es mejor ir de a poco pero seguro, otorgar mecanismos de promoción más acotados, pero cumplirlos.

El grado de distribución y la disponibilidad de infraestructuras de recarga accesibles al público son factores decisivos que influyen en su facilidad de uso y, por lo tanto, factores de éxito para el establecimiento nacional de la electromovilidad. Con el fin de proporcionar una buena impresión general de la infraestructura de recarga, debe publicarse en línea una lista oficial de todas las instalaciones accesibles al público para los vehículos eléctricos. Esto debe incluir información sobre los equipos técnicos respectivos de la estación de recarga, las opciones y la capacidad de recarga existentes, así como la disponibilidad actual.

Esa información acerca de los puntos de recarga hará más transparente la disponibilidad de infraestructura de recarga accesible al público, aumentará la competencia entre los operadores de infraestructuras de recarga, aumentará la confianza de los potenciales compradores de vehículos en la movilidad eléctrica e impactará en el temor predominante al respecto de la autonomía de los vehículos.

## 9.2 ENCUADRE LEGAL DE LA ACTIVIDAD DE RECARGA Y FIJACIÓN DE TARIFAS

Se propone que la electricidad para ser utilizada por automóviles eléctricos debe poder ser vendida directamente por las empresas de distribución de electricidad o a través de proveedores de servicios especiales.

En general, las opciones son las siguientes:

* Que las distribuidoras existentes sean las únicas autorizadas a operar las estaciones de recarga;
* Que se permita la instalación y operación de estaciones de recarga exclusivamente por otras empresas, que establezcan puntos de recarga en infraestructuras ya existentes, tales como estaciones de expendio de combustibles y centros comerciales, entre otros. Estos proveedores de servicios también serían responsables de la construcción de las estaciones de recarga, su mantenimiento y la facturación con los destinatarios de la electricidad;
* Que se autorice la coexistencia de estaciones de recarga a cargo de las distribuidoras con otros agentes que sean comercializadores en un marco de competencia.

Nosotros proponemos la tercera opción. Las razones son las siguientes:

1. Aunque en el Pacto Eléctrico no se habló de esto específicamente, sí hay lineamientos tendientes a permitir la competencia en todos los segmentos donde ella es factible, y a reglamentar los comercializadores. Desconocemos por qué no se trató este tema. Quizás no surgió o quizás no hubo acuerdo. Pero la orientación pro-competencia en segmentos potencialmente competitivos, que incluye la recarga de vehículos eléctricos, es la constante de todos los puntos acordados;
2. Se puede aprovechar infraestructura ya existente en estaciones de expendio de combustibles y centros comerciales, entre otros, que ya actúan como proveedores de servicio;
3. Se permite obtener ingresos adicionales a las distribuidoras interesadas y capaces de desarrollar la actividad. Así, las distribuidoras podrían tener recursos derivados de esta nueva actividad sin necesitar un monopolio, es decir conviviendo con privados.

En particular las distribuidoras estatales tienen problemas de gestión y financieros muy importantes, esto permitiría cuestionar si podrán realizar esta actividad eficientemente mediante un monopolio y sin competencia. Si luego las distribuidoras no pudieran realizar esta actividad correcta y eficientemente, se crearían barreras enormes a la movilidad eléctrica en su conjunto.

Además, las distribuidoras podrían aumentar sus ingresos por esta actividad sin necesitar estar directamente involucradas en la recarga. En el caso que los proveedores puedan comprar la electricidad directamente de los generadores siempre podrían tener recursos derivados del cobro del peaje.

La cuestión es el encuadre legal que se les dará a los actores nuevos en el sector eléctrico, es decir, si se los autorizarán a actuar en el mercado eléctrico como comercializadores o como usuarios no-regulados (con una potencia mínima de carga de 1 MW). Somos conscientes de que, en este caso concreto, estamos ampliando lo que está sucediendo en el mercado eléctrico para incluir a los actores de comercialización de electricidad. En qué medida esa expansión del mercado de la electricidad también tiene sentido para otros sectores de consumo es una cuestión a decidir.

Quedan otras cuestiones abiertas que deberán ser definidas por la legislación:

1. Si el precio a cobrar por la recarga debe ser regulado por la SIE o desregulado (fijado por quienes que realizan esta actividad);
2. Si será necesario exigir algún tipo de segmentación vertical (creación de una empresa distinta o al menos separación contable) para evitar subsidios cruzados entre la actividad desregulada de recarga y la regulada de distribución eléctrica a usuarios finales.

Se propone definir claramente el encuadre que tendrán quienes hagan la recarga en la legislación específica porque si bien la Ley 125-01 prevé las figuras de comercializador, usuario no regulado y usuario final, en la recarga hay una diferencia importante: quien la realiza está revendiendo energía que no adquiere para consumo propio. Es decir, no es un usuario final regulado o no regulado común, es alguien que está comercializando energía.

Este equipo recomienda que la fijación de los precios de recarga realizadas por terceros (estaciones de recarga) sea establecida principalmente en el mercado, ya que depende, entre otras cosas, de factores de calidad, como la capacidad ofrecida por la estación de recarga y el tiempo de recarga asociado.

Con relación a la recarga domiciliaria (en casas particulares o edificios) podría ser recomendable imponer una tarifa eléctrica de suministro diferenciada por horario para no recargar en horas pico de consumo. Además, puede ser necesario desde el punto de vista reglamentario garantizar que las tarifas para la recarga no excedan las tarifas habituales domésticas o comerciales a fin de evitar la recarga dentro de los edificios a los niveles más bajos de capacidad y, por lo tanto, de sobrecargar las redes en esta área.

## 9.3 ELECTRICIDAD PREFERENTE PROCEDENTE DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES

La movilidad eléctrica puede reproducir su ventaja de emisión, especialmente si la electricidad proviene de fuentes de energía renovables. Dado que en este momento los clientes finales en la República Dominicana no tienen ninguna influencia en las fuentes de las que obtienen electricidad, es necesario determinar cómo se puede garantizar un cierto origen de la electricidad.

Es concebible introducir un modelo de certificado, que generalmente proporciona información sobre el origen de la electricidad generada y comercializada. Esto permitiría a todos los clientes de electricidad comprar sólo electricidad "verde" si fuera necesario y de interés, y ello podría proporcionar un impulso adicional a la generación de electricidad renovable. En cualquier caso, debe garantizarse que el mix eléctrico tenga unas emisiones de CO2 tan bajas que la sustitución de combustibles fósiles en el sector del transporte por electricidad proporciona una ventaja significativa. Eso es un tema de política energética y de diseño de la matriz energética.

Sería concebible ampliar la autoproducción de electricidad a partir de energías renovables por ley para permitir, por ejemplo, vender electricidad de sistemas fotovoltaicos para cargar vehículos eléctricos. Entre otras cosas, las plazas de aparcamiento podrían ser cubiertas con sistemas solares y la electricidad generada podría ser transferida directamente a las estaciones de carga por los respectivos propietarios y operadores.

Al respecto, lo siguiente es posible que la ley específica que regule la movilidad eléctrica:

1. Establezca reglas precisas sobre esta cuestión; o
2. Establezca que la cuestión se definirá mediante el decreto que reglamente dicha ley; u
3. Otorgue competencias a una autoridad para tomar una decisión o que debería basarse en la planificación.

Como existe una consultoría en curso específica para hacer recomendaciones sobre el tema de movilidad eléctrica, el equipo TAF considera que esta cuestión no necesita ser determinada ahora, sino luego de hacerse las evaluaciones correspondientes**.**

## 9.4 PROMOCIÓN DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA

La promoción de la movilidad eléctrica ya se realiza principalmente mediante la reducción de los impuestos a la importación y la reducción del costo del registro inicial (50% en comparación con los vehículos operados convencionalmente) de conformidad con la Ley 103-13 de incentivo a la importación de vehículos de energía no convencional. Sin embargo, es importante asegurarse de que estos incentivos no permanezcan en las manos del importador, sino que beneficien al cliente final.

El artículo 22 en la Ley 256-12 sobre el Fortalecimiento de la Capacidad Recaudatoria del Estado para la Sostenibilidad Fiscal y el Desarrollo Sostenible estableció las bases para la introducción de un impuesto dependiente de las emisiones de CO2. Sin embargo, hasta donde sabemos, este gravamen aún no se ha aplicado porque los datos sobre el consumo de combustible o las emisiones de los vehículos no están disponibles en su totalidad. Para la recogida de gravámenes (tasa sobre el valor costo, seguro y flete - CIF[[57]](#footnote-58)), sin embargo, recomendamos adaptar los valores de emisión a los desarrollos tecnológicos, por ejemplo, de esta manera:

1. Automóviles con un peso bruto de hasta 1,500 kg y emisiones inferiores a 80 g CO2/km = 0% del CIF;
2. Automóviles con un peso bruto de hasta 1,500 kg y emisiones mayores a 80 y hasta 100 g CO2/km = 1% del CIF;
3. Automóviles con un peso bruto de hasta 1,500 kg y emisiones mayores de 100 y hasta 130 g CO2/km = 2% CIF.
4. Vehículos de motor con emisiones superiores a 153 g CO2/km = 3%.

El valor medio del “mix” de electricidad debe utilizarse para determinar las emisiones de los vehículos eléctricos. Asimismo, sería posible reducir la carga fiscal de las compras de electricidad para contrarrestar los costos de compra aún más elevados de los vehículos eléctricos.

También debe tenerse en cuenta el control de la importación de vehículos estableciendo niveles medios máximos de emisiones de CO2. Estos podrían, por ejemplo, basarse en los requisitos europeos de los valores de la flota con el fin de influir en la decisión de compra para los vehículos de bajas o con cero emisiones.

Otros incentivos no fiscales podrían incluir la exención de los peajes en las autopistas o los cargos de estacionamiento de los vehículos eléctricos o la asignación de carriles específicos en carreteras más grandes.

Con el fin de acelerar el cambio a la movilidad eléctrica, un cambio sobre la propia flota de vehículos puede ser útil para todas las instituciones públicas y afiliadas al gobierno. Este cambio debe tener lugar, en particular, cuando el rendimiento de conducción frecuente en el entorno urbano coincide con distancias relativamente cortas. Por ejemplo, en el sector postal y servicios comparables. Las iniciativas similares también deben ser puestas en marcha y apoyadas en general por proveedores de servicios privados dedicados a entregas de bienes y paquetes a clientes finales u ofreciendo servicios comparables con un alto volumen de viajes con una distancia limitada.

## 9.5 MARCO REGULATORIO Y NORMATIVO

Recomendamos que todos los requisitos normativos y sistemas de incentivos para la movilidad eléctrica se incorporen a una ley específica sobre movilidad eléctrica.

Dicha ley debería:

1. Constituir el marco normativo y regulatorio de la actividad;
2. Determinar a qué actores se les permitirá realizar recarga, los títulos habilitantes que se requerirán (autorizaciones, licencias, permisos, otro);
3. Determinar los roles y funciones las autoridades que deberán intervenir, tanto del sector eléctrico como del sector de transporte, y de las competencias que tendrán (desde planificación, reglamentaciones técnicas y de seguridad, emisión de títulos habilitantes hasta las inspecciones técnicas y de seguridad);
4. Si la actividad de recarga será libre o regulada, y cómo se definirán los precios, así como aspectos de transporte de la energía mediante redes de transmisión y distribución específicos que puedan ser necesarios.

Una cuestión que deberá determinar el MEMRD u otra autoridad en el marco de sus funciones en el subsector eléctrico es si los precios de electricidad para la recarga en domicilios y edificios de particulares será la misma que para el abastecimiento eléctrico.

El marco normativo y regulatorio debe abordar las definiciones e interacciones de la nueva demanda de electricidad con el subsector eléctrico. Para ello, se recomienda realizar un análisis detallado de las principales leyes que afectarían el desarrollo del mercado de los vehículos eléctricos e identificar las barreras o vacíos legales.

La Superintendencia de Electricidad ya emitió la resolución SIE 56-2016 con el Código Eléctrico Nacional que contiene regulaciones dirigidas a los establecimientos de recarga de vehículos eléctricos. Estas normas requieren una actualización continua y pueden servir de base técnica para regir la instalación, funcionamiento y monitoreo de las estaciones de recarga en los sectores residencial, comercial e industrial.

En particular se recomienda diseñar programas de incentivos basados en créditos fiscales y dar un trato preferencial a las energías renovables en los mercados mayoristas de electricidad, entre otros. Estos incentivos también pueden acompañarse del desarrollo de campañas publicitarias dirigidas a sensibilizar a los conductores sobre el menor impacto medio ambiental que tienen los vehículos eléctricos.

A largo plazo, también es necesario considerar cómo los vehículos eléctricos o sus baterías pueden tener un efecto estabilizador de la red como elementos de almacenamiento. Dado que se trata técnicamente de una inyección descentralizada a la red, en este caso se requerirán reglamentos legales y arancelarios especiales.

# ANEXO 1: DETALLE DE INCONSISTENCIAS

**Tabla 7: Inconsistencias Legales e Institucionales**

| **N°** | **TEMA** | **LEGISLACION** | **INCONSISTENCIA** | **COMENTARIO ADICIONAL** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | Designación de roles de forma inadecuada. | Ley 100-13, Art. 1 y 2. | Designación inadecuada de roles. | La ley 100-13 ordena que las referencias a la Secretaria de Estado de Industria y Comercio en relación con la energía sean entendidas como competencias del MEMRD.  Esta ley debió haber otorgado dichas competencias de forma explícita, para evitar confusiones. |
| 2 | Tutela de las instituciones adscritas al MEMRD. | Ley 100-13, Art. 2. | No se percibe un cumplimiento adecuado de este rol. | No se percibe al MEM como una institución que cuenta con los recursos, la autoridad y el apoyo del gobierno para realizar esta función. |
| 3 | Promover políticas que aseguren la cobertura, abastecimiento y accesibilidad de la energía | Ley 100-13, Art. 3, inciso f). | No se percibe un cumplimiento adecuado de este rol. | En función de este mandato el MEMRD espera que la UERS le sea traspasada y de esta manera poder cumplir con este mandato.  El tema de la cobertura es muy importante, porque de esta manera aseguramos que los usuarios de la energía puedan tener acceso a medios de energía menos contaminantes, que los que son usados cuando no se cuenta con electricidad. |
| 4 | Velar por el cumplimiento de las normas de seguridad y mantenimiento.  Velar por la seguridad nacional en términos energéticos.  Diseñar la composición ideal de la matriz energética y planes para su consecución y todos los temas relacionados.  Diseñar planes y proyectos para la construcción de nuevas infraestructuras energéticas estratégicas.  Realizar permanentemente el estudio y evaluación de la interacción de energía y transporte.  Promover el ahorro y consumo racional de hidrocarburos. | Ley 100-13, Art. 3, incisos g), h), i), j) y k). | No se percibe un cumplimiento adecuado de estos roles. |  |
| 5 | Organización interna del MEMRD. | Ley 100-13, Art. 5. | La integración de viceministerios es inadecuada, según representantes del MEMRD. | Se incluyen recomendaciones adicionales en el capítulo sobre “Marco Institucional”. |
| 6 | Ministros que conforman la CNE. | Ley 100-13, Art. 10. | Composición inadecuada del directorio de la CNE. | El hecho de que el Directorio de la CNE esté compuesto por varios ministros da como resultado lentitud para las reuniones y para las aprobaciones. |
| 7 | Fondo para el fomento de las energías alternativas. | Ley 100-13, Art. 12. | Incumplimiento. | Mientras estuvo vigente este artículo, los fondos no se asignaron. Luego, la legislación lo modificó. El artículo 12 debió haber sido modificado. |
| 8 | Reorganización del nuevo organigrama estatal del sector energía. | Ley 100-13, Art. 15. | Incumplimiento. | El nuevo organigrama no ha contribuido a la racionalización de la función pública, ni a la simplificación de los procedimientos, ni ha evitado duplicidades de funciones. |
| 9 | Derogación del liderazgo y coordinación de la CDEEE. | Ley 100-13, Art. 17. | Incumplimiento. | Aunque la ley 100-13, derogó el decreto No. 923-09, el liderazgo de la CDEEE se mantuvo, no parece funcionar como adscripta a MEMRD. |
| 10 | Políticas. | Ley 125-01, Art.12 (CNE).  Ley -100-13, art. 1 y 2, (MEMRD).  Ley de Organización de la Administración Pública.  Ley 57-07, Art. 6. | Duplicidad en la asignación de competencias que hacen estas leyes a la CNE y al MEMRD.  Asimismo, no se percibe un ejercicio adecuado este rol, ni de parte de la CNE y del MEMRD. | En la práctica, la CDEEE parece ser la única entidad que realiza una planificación de contratación de nueva generación, y de inversiones estatales en generación, transmisión y distribución, que inciden en la matriz energética y en el desarrollo de todo el sector eléctrico. |
| 11 | Competencia reglamentaria. | 1. Ley 125-01, Art.12 (CNE).   Ley 125-01, Art.14, inciso a) (CNE).  Ley -100-13, art. 3, literal n), art. 6 (MEMRD). | Incumplimiento, no han sido emitidas las normativas que el sector energía necesita para su desarrollo.  Duplicidad de designación de funciones como normador entre la CNE y el MEMRD. | El MEMRD y la CNE han realizado iniciativas de desarrollo normativos, pero no han sido suficientes en relación con lo que el mercado eléctrico requiere.  La SIE reclama funciones reglamentarias. Pero como en la ley 125-01, art. 27 y Reglamento Ley 125-01, art. 41-44, 147, especifica las funciones reglamentarias otorgadas a SIE, que se limita a modificar y complementar las normas técnicas relacionadas con la calidad y seguridad de las instalaciones, equipos y artefactos eléctricos (luego esta función fue traspasada al INDOCAL. |
| 12 | Planificación. | Ley 125-01  Ley100-13 art. 1 y 2 | Duplicidad de designación de funciones entre la CNE y el MEMRD.  Asimismo, no se percibe un cumplimiento adecuado. | La CNE ha realizado los planes indicativos, pero solo de generación, no ha hecho los planes de transmisión y distribución, podemos decir que no los ha hecho de forma integral y con la periodicidad establecida en la normativa.  El MEMRD está trabajando en el balance energético 2018, y se está preparando para hacer la prospectiva de la demanda al 2040.  Otro aspecto importante es, que los agentes consideran que los planes indicativos no han sido realizados, y no los toman en cuenta para sus planificaciones. |
| 13 | Fiscalizador de la planificación. | Ley 125-01, Art.12, 14.c (CNE) | No se percibe un cumplimiento adecuado de este rol por parte de la CNE. | La CNE ha realizado los planes indicativos y los ha publicado, pero las posteriores inversiones en generación han sido realizadas sin tomar en cuenta dicha planificación. |
| 14 | Promotor de inversiones. | Ley 125-01, Art.12 | De parte de la CNE, no se percibe un cumplimiento adecuado de este rol. | La CDEEE es quien en realidad está ejerciendo la función de ser promotor de las inversiones. Lo hace por medio del otorgamiento de PPA ha logrado que varios proyectos se instalen, y ha anunciado la realización de varias licitaciones.  La CNE ha detenido las solicitudes de concesiones provisionales, que es el primer paso para la realización de inversiones y por medio del reglamento de concesión provisional ha incluido un grupo de requisitos que representan una barrera para la solicitud de concesiones y por tanto de las inversiones. |
| 15 | Asesor del Poder Ejecutivo. | Ley 125-01, Art.12 | De parte de la CNE, no se percibe un cumplimiento adecuado de este rol. | En la práctica, es la CDEEE quien parece realizar dicha función. |
| 16 | Competencia de almacenamiento, exploración y transmisión en la CNE. | 1. Ley 125-01, Art.12 (CNE)   Ley 100-13, Art.3, incisos g), l), y i) (MEMRD) | Duplicidades en la asignación de competencia tanto al MEMRD como a la CNE en materia de almacenamiento, exploración y transmisión. | Según nos informaron en las entrevistas, tanto el MEMRD como el Ministerio de Industria y Comercio, tienen funciones relacionadas con la construcción de gasoductos. De forma específica fue señalado el conflicto existente entre ambos ministerios con relación a la autorización y supervisión del ducto de gas natural de Santo Domingo a San Pedro. Esta inconsistencia debe resolverse. |
| 16.1 | Estudiar la proyección de la demanda y oferta de energía. | Ley 125-01, Art. 14, inciso c) | No se percibe un cumplimiento adecuado de este rol de parte de la CNE. El MEMRD también ha realizado balances energéticos y estudios de prospectiva de la demanda. | La CNE y el MEMRD han realizado estudios aislados de prospectiva de la demanda. Pero por su gran importancia, esta tarea debe hacerse de una forma más metodológica. |
| 17 | Promoción del uso racional de la energía. | 1. Ley 125-01, Art. 14, inciso f) (CNE).   Ley 100-13, Art. 3. (MEMRD). | Duplicidad de competencias entre el MEMRD y la CNE.  No se percibe el adecuado cumplimiento de este rol tampoco. | Tanto el MEMRD y la CNE de forma independiente han hecho propuestas de leyes de eficiencia energética en los últimos años, pero ninguna se ha adoptado.  Tampoco se han evaluado programas de promoción que podrían haberse realizado con dichas competencias y las herramientas que le permite la legislación en vigencia. |
| 18 | Aplicación de multas y penalidades. | Ley 125-01, Art. 14, inciso e). | No se percibe un cumplimiento adecuado de este rol. | La SIE hace un tiempo intentó poner multas y las mismas fueron desestimadas. |
| 19 | Objetivo de la concesión provisional. | Ley 125-01, Art. 43.  Reglamento Ley 125-01, art. 63.  Reglamento Ley 57-07, art. 25.  CNE-AD-0001-2019, Reglamento Concesión Provisionales, 3.1, e; II.3-1, II.11. | El reglamento de concesión provisional emitido por la CNE establece requisitos irrazonables y excesivos con relación al objetivo que tiene la concesión provisional.  Este reglamento, más que facilitar y promover las inversiones, parece tener el objetivo de obstaculizarlas. | Con relación a la concesión provisional, debe tomarse en cuenta lo siguiente:   * El reglamento de Concesión Provisional introduce prematuramente requisitos económicos y técnicos que son propios de procesos posteriores; * Si el objetivo de la concesión provisional es de permitir la realización estudios, la CNE no debería pedir experiencia en desarrollo de proyectos, porque la investigación la puede hacer una empresa sin experiencia que luego busque asociarse con empresas con experiencia; * Tampoco la CNE debería exigir que esta empresa tenga un porcentaje de fondos para el desarrollo, porque esto se gestiona más adelante.   La concesión provisional parecería tener el objetivo de exigir derechos de servidumbre de paso, pero el proceso de constitución no está aún claro en la legislación dominicana (conforme lo analizado en el capítulo Marco Legal) ni tampoco la justificación legal de que se otorgue un derecho de servidumbre a una empresa que ni siquiera tiene una concesión o licencia para actuar en el sector eléctrico.  En la práctica, la concesión provisional no se exige a las generadoras térmicas, por lo tanto, no entendemos la justificación para exigirlo a las generadoras renovables.  Asimismo, entre las propuestas de este informe, se recomendó que la planificación del sector eléctrico comprendiera a la transmisión, que deberá ser publicada. También recomendamos que se publicaran las solicitudes presentadas vinculadas a nuevos proyectos de generación. Esto permitirá a los inversionistas tener información adecuada acerca de la disponibilidad de capacidad en las redes de la ETED.  Por ello, consideramos que la obtención de una concesión provisional carece de sentido y solo constituye una barrera adicional al ingreso al sector eléctrico, que alarga innecesariamente los plazos, complica el proceso y recarga injustificadamente el trabajo de las autoridades.  Por todo lo expuesto, proponemos eliminar el requisito de obtención de una concesión provisional en todos los casos. |
| 20 | Tiempo de evaluación de concesión provisional. | Reglamento Ley 125-01, Art. 64.  Reglamento Ley 57-07, art. 27. | Incumplimiento, la CNE excede el tiempo asignado para dar respuesta. | Por las mismas razones explicadas en el casillero anterior, proponemos eliminar el requisito de obtención de una concesión provisional en todos los casos. |
| 21 | Objetivo de la evaluación de la concesión definitiva. | Reglamento Ley 57-07, art. 43. | Confusión en la identificación de las competencias correspondientes a la SIE y al CNE en la evaluación de solicitudes de concesión. | La normativa específica que el alcance de la evaluación de la SIE debe ser: Condiciones de seguridad, protección al medioambiente, capacidad técnica, legal y económica. (Evaluación total).  Para la CNE esto no está claro y considera que la SIE debe evaluar aspectos técnicos y la CNE los aspectos legales y económicos.  Ver recomendaciones sobre modificaciones propuestas en el capítulo “Concesiones”. |
| 22 | Evaluación de Concesión Definitiva. | Ley 125-01, Art. 47 (SIE)  Reglamento Ley 57-07, art. 38 (CNE).  Reglamento Ley 125-01, 19.2. | Duplicidad de designación de funciones entre la SIE y la CNE. | Aunque la competencia de evaluar las solicitudes de concesión definitiva se inclina más hacia la SIE, la CNE reclama también esta competencia.  Ambas leyes especifican que la SIE y la CNE deben hacer informes de recomendación.  Las duplicidades traen sobrecostos para las instituciones y para los solicitantes.  No obstante, el artículo 19 indica que el Directorio de la CNE evaluará las solicitudes de concesión, según la recomendación de la SIE y no de la CNE, por lo que parecería que la SIE es el único responsable de la evaluación. |

1. Los vacíos legales principales mencionados en el Informe de Resultados incluyeron:

   1. Leyes no aprobadas en materia de eficiencia energética, residuos sólidos y forestales/biomasa;
   2. Reglamentos que debieron haberse adoptado o actualizado (Cooperativas eléctricas renovables; Servicios complementarios tales como arranque en negro, regulación de frecuencia y tensión; la actualización del Código de Conexión; reglamentación para la integración de generación renovable;
   3. Ley o Reglamento sobre Movilidad Eléctrica

   [↑](#footnote-ref-2)
2. Es decir, la competencia “por” el Mercado. Pero no hay competencia “en” el mercado [↑](#footnote-ref-3)
3. **Artículo 11**: “En sistemas eléctricos interconectados cuya demanda máxima de potencia sea superior a la definida en los reglamentos y que incluyan suministro a empresas distribuidoras, las empresas eléctricas, los autoproductores y los cogeneradores podrán efectuar sólo una de las actividades de generación, transmisión o distribución…Párrafo I.- Excepcionalmente, cada una de las tres empresas de distribución resultantes del proceso de capitalización de la Corporación Dominicana de Electricidad podrán ser propietarias directa o indirectamente de instalaciones de generación, siempre que esta capacidad no exceda el quince por ciento (15%) de la demanda máxima del sistema eléctrico interconectado).

   **Párrafo II.-** Cualquier agente del mercado podrá hacer denuncias de vinculación entre las empresas del sistema y estas denuncias deberán ser investigadas por La Superintendencia. Una vez comprobada la vinculación la empresa acusada deberá desprenderse de su inversión presentando a La Superintendencia pruebas irrefutables de su desvinculación en un plazo no mayor de 120 días, salvo penas que representarían de hasta el cinco por ciento (5%) de sus activos, conforme al reglamento que la Superintendencia de Electricidad redactará para tales propósitos, sin menoscabo del derecho constitucional a la defensa que posee la empresa que pudiera ser acusada de vinculación. **Párrafo III.-** La energía renovable proveniente del viento, el sol, el agua y otras fuentes no forman parte del porcentaje contemplado en la presente ley con relación a la generación de energía eléctrica.

   Párrafo III.- La energía renovable proveniente del viento, el sol, el agua y otras fuentes no forman parte del porcentaje contemplado en la presente ley con relación a la generación de energía eléctrica. [↑](#footnote-ref-4)
4. Por otra parte, en la práctica, tampoco parece haber grandes diferencias respecto a esta cuestión. En este sentido, en el SENI, el Estado quien participa en todas las actividades (transmisión, distribución y generación) a través de empresas separadas, mientras que en la zona cubierta por la distribuidora CEPM, el grupo accionario que la controla creó una empresa distinta para realizar actividades de generación: CESPM. [↑](#footnote-ref-5)
5. <https://hoy.com.do/otorgan-concesion-definitiva-para-sistema-aislado-romana/> [↑](#footnote-ref-6)
6. Se entiende por costo marginal, el costo en que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción. La retribución que los productores (Generadores) sujetos al régimen especial obtienen por la cesión de energía eléctrica será:

   * R = Cm ± Pr

   Siendo:

   R = Retribución en pesos/kWh, efectivamente servidos.

   Cm = Costo marginal del SENI

   Pr = Prima para cada tipo de fuente renovable de generación eléctrica. [↑](#footnote-ref-7)
7. *Artículo 4: “Sólo en lo que respecta a la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables destinada a la red (SENI), la SIE en coordinación con la CNE, establecerá límites a la concentración de la oferta por provincia o región, y al porcentaje de penetración de la potencia eléctrica en cada subestación del sistema de transmisión, con la finalidad de propiciar seguridad en la estabilidad del flujo eléctrico inyectado al SENI conforme al desarrollo nacional y regional equilibrado de estas fuentes de energía, cuando las infraestructuras y los recursos disponibles lo permitan. Los reglamentos de la ley incluirán una referencia a los criterios básicos de la oferta regional en función de los recursos disponibles e infraestructuras necesarias”.*  [↑](#footnote-ref-8)
8. El Reglamento también fijó en su artículo 110 los valores de referencia a ser aplicados. Los valores fijados para energía eólica y fotovoltaica, expresados en dólares de los Estados Unidos fueron los siguientes:

   * Eólica conectada al SENI: 12.52 $c/kWh;

   Fotovoltaica conectada a red de potencia superior a 25 kW: 53.50 $c/kWh [↑](#footnote-ref-9)
9. Ley General de las Sociedades Comerciales y Empresas Individuales de Responsabilidad Limitada N° 479-08 [↑](#footnote-ref-10)
10. Hay un anteproyecto preparado por la CNE, otro bajo la dirección del MEMRD (que se basó en el de la CNE e introdujo algunas modificaciones, en base de recomendaciones de organismos como OLADE y observaciones de particulares e instituciones expresadas en un proceso de consultas). [↑](#footnote-ref-11)
11. Un ejemplo de esta opción es la Ley de Servidumbre Administrativa de Electroducto argentina N° 19.552 que establece:

    *Artículo 1°- Toda heredad está sujeta a la servidumbre administrativa de electroducto que se crea por esta ley, la que se constituirá en favor del Estado nacional o de empresas concesionarias de servicios públicos de electricidad de jurisdicción nacional”.* [↑](#footnote-ref-12)
12. Un ejemplo de esta opción es la Ley del Sector Eléctrico española 24/2013, que establece: *“Artículo 54. Utilidad pública. 1. Se declaran de utilidad pública las instalaciones eléctricas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, a los efectos de expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para su establecimiento y de la imposición y ejercicio de la servidumbre de paso”.* [↑](#footnote-ref-13)
13. Leyes N° 344 de 1943, N° 486 de 1964 y N° 700 de 1974. [↑](#footnote-ref-14)
14. El artículo 61 inciso g) del Reglamento de la Ley 57-07 hace referencias al derecho a ejercer servidumbres, pero no agrega reglas relativas a la constitución de servidumbres. [↑](#footnote-ref-15)
15. Capítulo 2.8 de la Tesis para la Maestría en Gestión de Proyectos, aprobada por la Universidad Nacional Pedro Henríquez Ureña, denominada “Indemnización por servidumbre de paso de líneas de transmisión eléctrica. Caso ETED, abril-mayo 2019”, disponible al 16/07/2020 en

    <https://repositorio.unphu.edu.do/bitstream/handle/123456789/2142/Indemnizaci%C3%B3n%20por%20servidumbre%20de%20paso%20de%20l%C3%ADneas%20de%20transmisi%C3%B3n%20el%C3%A9ctrica.%20caso%20ETED%2C%20Abril-Mayo%202019.pdf?sequence=1&isAllowed=y>https://repositorio.unphu.edu.do/handle/123456789/2142?locale-attribute=es [↑](#footnote-ref-16)
16. Por ejemplo, esto se ha afirmado, analizando experiencias varias buenas de experiencias internacionales, en *European Right-Of-Way And Utilities Best Practices*, *Publication* No. FHWA-PL-02-013 HPIP/8-02(5M) EW. International Technology Exchange Program, August 2002. Ver recomendaciones al respecto en el título ”Early Involvement of Property Owners in Design Process”. [↑](#footnote-ref-17)
17. **“Artículo 54. Utilidad pública**. 1. Se declaran de utilidad pública las instalaciones eléctricas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, a los efectos de expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para su establecimiento y de la imposición y ejercicio de la servidumbre de paso”.

    **“Artículo 55. Solicitud de la declaración de utilidad pública.** 1. Para el reconocimiento en concreto de la utilidad pública de las instalaciones aludidas en el artículo anterior, será necesario que la empresa interesada lo solicite, incluyendo el proyecto de ejecución de la instalación y una relación concreta e individualizada de los bienes o derechos que el solicitante considere de necesaria expropiación. 2. La petición se someterá a información pública y se recabará informe de los organismos afectados. 3. Concluida la tramitación, el reconocimiento de la utilidad pública será acordado por el Ministerio...”

    **“Artículo 56. Efectos de la declaración de utilidad pública.** 1. La declaración de utilidad pública llevará implícita …”

    **“Artículo 57. Servidumbre de paso.** 1. La servidumbre de paso de energía eléctrica tendrá la consideración de servidumbre legal, gravará los bienes ajenos en la forma y con el alcance. 2. La servidumbre de paso aéreo comprende, además del vuelo sobre el predio sirviente, el establecimiento de postes, torres o apoyos fijos para la sustentación de cables conductores de energía, todo ello incrementado en las distancias de seguridad que reglamentariamente se establezcan. La servidumbre de paso subterráneo comprende la ocupación del subsuelo por los cables conductores, a la profundidad y con las demás características que señale la legislación urbanística aplicable, todo ello incrementado en las distancias de seguridad que reglamentariamente se establezcan. 3. Una y otra forma de servidumbre comprenderán igualmente el derecho de paso o acceso y la ocupación temporal de terrenos u otros bienes necesarios para construcción, vigilancia, conservación, reparación de las correspondientes instalaciones, así como la tala de arbolado, si fuera necesario.”

    **“Artículo 58. Limitaciones a la constitución de servidumbre de paso**. No podrá imponerse servidumbre de paso para las líneas de alta tensión: a) Sobre edificios, sus patios, corrales, centros escolares, campos deportivos y jardines y huertos, también cerrados, anejos a viviendas que ya existan al tiempo de decretarse la servidumbre, siempre que la extensión de los huertos y jardines sea inferior a media hectárea; b) Sobre cualquier género de propiedades particulares, si la línea puede técnicamente instalarse, sin variación de trazado superior a la que reglamentariamente se determine, sobre terrenos de dominio, uso o servicio público o patrimoniales del Estado, Comunidades Autónomas, de las provincias o los municipios, o siguiendo linderos de fincas de propiedad privada.”

    **“Artículo 59. Relaciones civiles**. 1. La servidumbre de paso de energía eléctrica no impide al dueño del predio sirviente cercarlo o edificar sobre él dejando a salvo dicha servidumbre, siempre que. 2. La variación de la ubicación o trazado de una instalación de transporte o distribución de energía eléctrica como consecuencia de proyectos o planes aprobados por la Administración comportará el pago del coste de dicha variación por parte de la Administración competente sobre dicho proyecto o plan.”

    **“Artículo 60. Derecho supletorio**. En lo relativo a la regulación contenida en los artículos 54 a 56 de este título será de aplicación supletoria lo dispuesto en la legislación sobre expropiación forzosa y en los artículos 57 y siguientes en el Código Civil.” [↑](#footnote-ref-18)
18. Aunque hay excepciones, la más conocida es el regulador de electricidad y gas en el Reino Unido, OFGEM, dirigida por un Director General. [↑](#footnote-ref-19)
19. Esto implica que el regulador es financiado principalmente por el sector regulado para evitar su dependencia de la asignación de recursos por parte del poder central, ya que ello podría minar su independencia política. [↑](#footnote-ref-20)
20. Esto implica una ausencia de imparcialidad en donde el regulador, en lugar de actuar a favor del interés general y de controlar a las entidades reguladas, actúa en favor de ciertos intereses políticos o de algún interés del sector que debe regular. [↑](#footnote-ref-21)
21. Al respecto, en el Informe de Resultados ya nos referimos a esto y señalamos:

    “Las ineficiencias de las empresas estatales, que luego resultan en una pobre calidad de servicio, se justifican muchas veces en las limitaciones que éstas tienen en materia presupuestaria y tarifaria, así como en otro tipo de limitaciones (sociales, políticas) que les impediría ser más eficientes (por ejemplo, las necesarias para reducir pérdidas comerciales). Finalmente, parecería sobrevolar la idea de que todas las deficiencias del sector eléctrico son compensadas con subsidios, en el sentido de que, si las tarifas no cubren costos o si la gente recibe subsidios del Estado o paga menos de lo que debería, parecería lógico que no se les exija a las empresas una buena calidad de servicio”. [↑](#footnote-ref-22)
22. En el Informe de Resultados se aclaró que el equipo TAF carece de datos y elementos para evaluar si la causa de ello es la tarifa aplicable o la mala gestión y pérdidas de las distribuidoras. Se nos informó que no existe contabilidad auditada de las EDEs, ni de la CDEEE. [↑](#footnote-ref-23)
23. Esta información ha sido brindada por representantes del MEMRD en comentarios a la versión preliminar de este informe. [↑](#footnote-ref-24)
24. Según los casos, podrá tener como miembros a un representante de las siguientes instituciones: la Secretaría de Estado de Agricultura; la Secretaría de Estado de Educación Superior, Ciencia y Tecnología; la Superintendencia de Electricidad (SIE);la Empresa de Generación Hidroeléctrica Dominicana (EGEHID); el Instituto de Innovación en Biotecnología e Industria (IIBI);el Instituto Nacional de Recursos Hidráulicos (INDRHI); la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED);la Dirección General de Impuestos Internos (DGII); la Dirección General de Aduanas (DGA); el Instituto de Energía de la UASD; la Refinería Dominicana de Petróleo; el Consejo Estatal del Azúcar (CEA); la Dirección General de Normas y Sistemas de Calidad (DIGENOR). [↑](#footnote-ref-25)
25. “Artículo 24.- Las disposiciones relativas a las atribuciones, facultades y funciones que en la actualidad corresponden a la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, a que se refieren el Artículo 2 y los literales f) y e) del Artículo 3 de la Ley número 100-13, del 30 de julio de 2013, entrarán en vigor a partir de los cinco (5) años, contados a partir de la promulgación de la presente modificación. En consecuencia, se mantiene vigente todo lo relativo a las atribuciones, facultades y funciones de la Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE) en lo que concierne a su condición de entidad líder y coordinadora de todas las estrategias, objetivos y actuaciones de las Empresas Eléctricas Estatales, así como aquellas en las que el Estado sea propietario mayoritario o controlador y se vinculen al funcionamiento del sistema eléctrico nacional”. [↑](#footnote-ref-26)
26. Art. 133.- El Gobierno Dominicano se asegurará de que las poblaciones de escasos recursos en las zonas urbanas y rurales respectivamente obtengan el servicio eléctrico en condiciones y precios asequibles a sus ingresos.

    Párrafo. - Los programas de expansión y de mejoramiento que realice la Unidad de Electrificación Rural y Suburbana, adscrita a la empresa eléctrica de transmisión, creadas por la presente ley, serán parcialmente financiados con el veinte por ciento (20%) de los recursos financieros que reciba el Fondo Patrimonial, de los beneficios que aporten las empresas capitalizadas, creadas mediante la ley 141-97, del 24 de junio de 1997. [↑](#footnote-ref-27)
27. Artículo 1 de la Ley 340-06 [↑](#footnote-ref-28)
28. Esto es lógico dada la necesidad que tiene cualquier país de evitar el uso indebido o incluso la corrupción en el manejo de los fondos públicos. [↑](#footnote-ref-29)
29. Artículo 2 de la Ley 340-06 [↑](#footnote-ref-30)
30. Art. 46.- Para los fines de esta ley, se entiende por concesión la facultad que el Estado otorga a particulares, personas naturales o jurídicas para que por su cuenta y riesgo construyan, instalen, mejoren, adicionen, conserven, restauren, produzcan, operen o administren una obra, bien o servicio público, bajo la supervisión de la entidad pública concedente, con o sin ocupación de bienes públicos. A cambio, el concesionario tendrá derecho a la recuperación de la inversión y la obtención de una utilidad razonable o el cobro a los usuarios de la obra, bien o servicio de una tarifa razonable para mantener el servicio en los niveles satisfactorios y comprometidos en un contrato con duración o plazo determinado, siguiendo la justificación y prioridad establecida por la planificación y el desarrollo estratégico del país. [↑](#footnote-ref-31)
31. *United Nations Commission on International Trade Law* (Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional). Su sitio web es [www.uncitral.un.org](http://www.uncitral.un.org) y contiene modelos de ley y recomendaciones relativas a contrataciones públicas (public procurement). [↑](#footnote-ref-32)
32. El artículo 50 de la Ley 340-06 exige que las concesiones que se otorguen para construir y operar obras públicas que impliquen inversión por parte del concesionario y cuyo plazo sea superior a 5 años sean aprobadas por Decreto del Poder Ejecutivo [↑](#footnote-ref-33)
33. En dicho caso, se recomienda que los abogados del Estado evalúen la constitucionalidad y legalidad de la delegación de poderes sugerida en base a los requisitos exigidos por las diversas leyes de Derecho Administrativo que resulten aplicables. [↑](#footnote-ref-34)
34. Estas opciones se analizarán en el próximo informe, en el cual se hará una propuesta. [↑](#footnote-ref-35)
35. Disponible en el sitio web de la CDEEE. [↑](#footnote-ref-36)
36. Esto es coincidente con lo expresado en los puntos 9.5.1, a); 9.8.1 y 9.8.3 del Pacto Eléctrico. [↑](#footnote-ref-37)
37. La ley No. 1-12, Que establece la Estrategia Nacional de Desarrollo 2030, en el Objetivo General 3.2 establece Energía confiable, eficiente y ambientalmente sostenible [↑](#footnote-ref-38)
38. Ver el siguiente título del Pacto Eléctrico, 8. SOSTENIBILIDAD FINANCIERA DEL SUB-SECTOR ELÉCTRICO. [↑](#footnote-ref-39)
39. Esto es consonante con lo dispuesto en el pacto eléctrico en su punto 4.2, cuando dispone que todos los actores del sub-sector eléctrico se comprometen a actuar apegados a la legalidad, … y todo esto bajo un esquema de planificación y regulación de la industria eléctrica. [↑](#footnote-ref-40)
40. La CNE como órgano adscrito al MEMRD y como institución operativa, bajo el mandato del MEMRD, tendrá la responsabilidad de la realización de la prospectiva de la demanda y la planificaron energética, ver los puntos 9.2, 2.4 y 5.3.5 del Pacto Eléctrico. [↑](#footnote-ref-41)
41. Esto es de acuerdo con lo propuesto en los puntos 9.3, 5.3.5 y 9.5.1 b) del Pacto Eléctrico. [↑](#footnote-ref-42)
42. En los estudios de prospectiva deberán ser introducidos los proyectos de electrificación de zonas no electrificadas propuestas por el MEMRD, según lo establece el punto 5.3.10 del Pacto Eléctrico [↑](#footnote-ref-43)
43. Esto está en armonía con lo dispuesto en los puntos 5.3.10 y 9.6.1, a) del Pacto Eléctrico, cuando tomamos en cuenta que el abastecimiento energético se estima en la prospectiva de la demanda y en base a esta se realiza la planificación energética.

    Para tratar el tema del abastecimiento energético, en los estudios de la prospectiva de la demanda debe participar la UERS. [↑](#footnote-ref-44)
44. Según los requerimientos del título 6.7 del Pacto Eléctrico [↑](#footnote-ref-45)
45. De acuerdo con los establecido en el punto 6.5.4 del Pacto Eléctrico [↑](#footnote-ref-46)
46. Según lo establecido en el punto 9.5.1 d, del Pacto Eléctrico. [↑](#footnote-ref-47)
47. Estos periodos pueden ser de 1 o 2 años. [↑](#footnote-ref-48)
48. Esto está de acuerdo con lo planteado en el Pacto Eléctrico, en el titulo 9.6 PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA. [↑](#footnote-ref-49)
49. Esto surge de la legislación y también de las respuestas al cuestionario emanado por la ETED. [↑](#footnote-ref-50)
50. Síntesis realizada por el propio regulador en su sitio web: https://www.bundesnetzagentur.de/, al 15 de junio 2020, con relación a las competencias que le otorgaron las leyes mencionadas en este título. [↑](#footnote-ref-51)
51. artículo 53 de la Ley N° 24 de 2013 [↑](#footnote-ref-52)
52. Artículo 4 inciso 7 de la Ley N° 24 de 2013 [↑](#footnote-ref-53)
53. Tal como se detalló en el Informe Benchmarking, la planificación de la transmisión tiene las siguientes características:

    1. Cada 5 años el Ministerio de Energía debe realizar la planificación de la expansión de la generación y consumo con un horizonte de largo plazo (al menos 30 años), que incluye oferta y demanda de energía, polos de desarrollo, intercambios internacionales de electricidad y políticas medioambientales.
    2. La Comisión Nacional de Energía (CNE) realiza un proceso de planificación de la transmisión con un horizonte de 20 años, planteando una propuesta anual de expansión para los distintos segmentos de transmisión. Luego, la CNE convoca a los promotores de proyectos para que presenten sus propuestas de expansión. Posteriormente, la CNE define su propuesta de expansión del sistema de transmisión nacional, tomando en consideración los lineamientos de la planificación del Ministerio de Energía, las propuestas de proyecto presentados por los promotores y la propuesta anual del Coordinador Eléctrico Nacional. Esta propuesta es sometida a consulta, y puede recibir observaciones de participantes e interesados, que deben ser respondidas por la CNE. Estos últimos pueden presentar discrepancias respecto al plan de expansión de la CNE, en cuyo caso el Panel de Expertos debe emitir un dictamen;

    (c) Luego de recibir el informe técnico de la CNE, el Ministerio de Energía determina las ampliaciones al sistema de transmisión cuya licitación debe iniciarse en los 12 meses siguientes. Deben incluirse los estudios técnicos y ambientales para definir la franja de la línea de transmisión, que permitirá luego la constitución de las servidumbres respectivas. [↑](#footnote-ref-54)
54. Ley 24.065. [↑](#footnote-ref-55)
55. Artículo 17 de la Resolución 2 de 2019 de la Secretaría de Recursos Renovables y Mercado Eléctrico. Esta resolución hizo modificaciones al reglamento que establece los requisitos y procedimiento para autorizar ampliaciones de transmisión. [↑](#footnote-ref-56)
56. Resolución ENRE N°236 de 1996, disponible en el sitio web del regulador www.enre.gov.ary en el siguiente enlace. [↑](#footnote-ref-57)
57. CIF = cost, insurance, freight [↑](#footnote-ref-58)