

SEPTIEMBRE 2015

INFORME
DE POLÍTICAS
PÚBLICAS

07



POLÍTICAS NACIONALES, TERRITORIOS REGIONALES:

Propuestas para un ordenamiento
territorial en energía

LUIS CORDERO
DANIELA MARTÍNEZ
IVÁN PODUJE

LUIS CORDERO

Abogado, Magíster en Políticas Públicas de la Universidad de Chile y Doctor en Derecho de la Universidad de Lleida, España. Director de Espacio Público.

DANIELA MARTÍNEZ

Abogada, Universidad de Chile, Master en Derecho de la Universidad de Harvard, EE.UU. y Master en Administración Pública del Harvard Kennedy School of Government. Miembro de la Red de Espacio Público.

IVÁN PODUJE

Arquitecto y Magíster en Desarrollo Urbano, Universidad Católica de Chile. Socio de la consultora Atisba. Director de Espacio Público

Colaboraron con este documento Santiago Correa, Guillermo González, Claudia Sepúlveda y Luis Valenzuela, a quienes les estamos muy agradecidos.

Conformado por un grupo de profesionales de distintas disciplinas, Espacio Público es un centro de estudios independiente, de centroizquierda, que tiene como objetivo contribuir a mejorar el debate, diseño y ejecución de políticas públicas, con el fin de desarrollar mejores oportunidades para todas y todos.

ESPACIO PÚBLICO

Santa Lucía 188, piso 7, Santiago de Chile
(56 2) 2335 4307
contacto@espaciopublico.cl
www.espaciopublico.cl

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	4
DIAGNÓSTICO.....	7
Desacuerdos sobre el uso del territorio	7
Escasa participación y decisión de las regiones	9
Impacto excesivo e innecesario en el territorio.....	10
Fragilidad de la protección ambiental.....	12
Descoordinación entre regulaciones sectoriales.....	14
Estado ausente	16
Decidir, anunciar, defender.....	18
DESAFÍOS FUTUROS ASOCIADOS A LAS ERNC.....	21
Inclusión de vocaciones energéticas territoriales	21
Flexibilidad y adaptación a nuevas tecnologías.....	23
Aumento de líneas de transmisión	25
PROPUESTAS	26
Enfoque general.....	26
Determinación de los efectos de la denominación de un área como protegida y consenso para reclasificación de áreas actuales	28
Reforzar el Plan Regional de Ordenamiento Territorial	33
Definir las líneas de transmisión.....	36
Transmisión troncal.....	36
En transmisión adicional y sub-transmisión	42
Implementación	43
Creación de capacidad y dictación de normas para el periodo intermedio	43
Coordinación y eficiencia	44
Temas pendientes.....	45
CONCLUSIONES	46
BIBLIOGRAFÍA.....	48

INTRODUCCIÓN

Chile ha sido testigo en los últimos años de una serie de casos de oposición a proyectos de generación y transmisión eléctrica. Si bien la gran mayoría comienza como un descontento local producto de la percepción de las comunidades de que se les están imponiendo fuertes costos para un beneficio que no perciben, muchos de estos casos adquieren relevancia nacional instalándose la percepción de que la aprobación de estos proyectos antepone los intereses de empresas a los de la comunidad.

Esta percepción encuentra asidero en la débil participación que tiene el Estado al momento de definir donde y como debe construirse un proyecto de energía. De hecho no existe una política pública que oriente o regule la localización de infraestructura energética y que compatibilice los intereses nacionales con los intereses regionales y locales con mecanismos que canalicen los legítimos conflictos sobre el uso del territorio. Por ello en muchas ocasiones, la decisión sobre la localización de líneas y centrales energéticas termine siendo discutida en tribunales, produciendo resultados suma-cero —con ganadores y perdedores— en vez de generar soluciones que creen valor para todas las partes, especialmente para las comunidades locales.

Esta debilidad refuerza los problemas de centralismo y descoordinación sectorial. En el primer caso, no existen instrumentos para que las regiones tengan voz y voto al momento de definir la localización de la infraestructura energética, o que puedan compatibilizarla con estrategias de desarrollo, planes reguladores u otros proyectos de inversión.

En segundo lugar, la ausencia de una política de ordenamiento territorial hace que las distintas entidades públicas con competencias parciales en la materia compitan por regular o planificar los territorios imponiéndose el que llega primero, sin instrumentos capaces de proteger áreas de valor natural o de racionalizar la construcción de trazados de transmisión para minimizar el área ocupada y su impacto.

Los problemas mencionados serán cada vez más graves en cuanto se percibe un aumento en la competencia por el uso del territorio y la incorporación masiva de energías renovables no convencionales a nuestra matriz traerá una serie de nuevos desafíos en materia de planificación territorial.

Ante esta situación, Chile puede seguir con la regulación actual, profundizando estos problemas, o elaborar una política de ordenamiento territorial que sea capaz de compatibilizar (i) los intereses nacionales, regionales y locales con el desarrollo energético; (ii) el desarrollo oportuno de la infraestructura energética con participación ciudadana efectiva; (iii) el uso sustentable de los recursos naturales y (iv) las distintas actividades que buscan localizarse en el territorio.

Con esos objetivos en mente, el presente documento propone utilizar los Planes Regionales de Ordenamiento Territorial (PROT) que se están elaborando para todo Chile, agregando una capa que defina áreas protegidas que impongan condiciones al desarrollo de infraestructura. A estos planes se anexarían "vocaciones de generación" asociadas a las características o potenciales de cada región para generar energía, especialmente del tipo renovable no convencional (ERNC) y las redes de transmisión para evitar que su trazado se superponga con otros o que deba ser negociado caso a caso con miles de propietarios.

Se propone que este mapa de zonas y redes sea vinculante y que incluya procesos participativos para definir donde y como pueden localizarse los proyectos de infraestructura energética, con esquemas de compensaciones o asociatividad que resguarden la equidad territorial y no conviertan ciertos territorios en "zonas de sacrificio"

en pos del desarrollo del país, como ha ocurrido con Quintero, Til Til o Huasco.

DIAGNÓSTICO

En Chile no tenemos una política pública para la planificación de la localización de infraestructura energética. Como veremos, los tres marcos legales que hoy principalmente afectan o debieran afectar esta materia –la regulación eléctrica, la regulación urbanística y la regulación de zonas de protección— o bien no consideran el territorio en sus disposiciones energéticas, o no consideran a la energía en sus disposiciones territoriales.

Esta carencia ha producido las siguientes consecuencias negativas:

Desacuerdos sobre el uso del territorio

El territorio nacional está crecientemente congestionado. Es evidente que hoy en día la competencia por el territorio es mucho mayor que la que existía hace 10 años. Por ejemplo, desde la creación del sistema de evaluación de impacto ambiental (SEIA) en el año 1994 al 2012 se aprobaron 225 centrales de energía, sin embargo un 84% del total fueron aprobados recientemente, entre los años 2004 al 2012¹.

¹ Elaboración propia sobre base de datos del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.

De los 30 millones de hectáreas protegidas por su valor natural, ambiental o productivo al año 2011, la mitad fueron puestas bajo protección durante los años 2010 y 2011².

Por esta razón, es cada vez más frecuente que una central se ubique o una línea pase por un sector con vocación turística, vitivinícola, residencial, o que fue resguardado para protección indígena, parques nacionales, etc.

El resultado natural de esta contradicción es el conflicto por el uso del suelo. Muchas veces este fenómeno es denominado "NIMBY" (*not in my back yard*), dando a entender que las comunidades locales siempre se opondrán a los proyectos aunque produzcan beneficios nacionales cuando los impactos negativos que generen sean primordialmente locales. Sin embargo, esta denominación no describe en toda su complejidad el problema. Los ciudadanos se preocupan, muchas veces legítimamente, por el impacto que las infraestructuras energéticas tendrán en su salud, seguridad, calidad de vida, en el valor de sus propiedades y en el paisaje. Las autoridades locales y regionales se preocupan asimismo por el impacto negativo que estas infraestructuras tendrán en el territorio en ámbitos económicos o ambientales.

A pesar de lo anterior, hoy prácticamente no existen instancias formales donde todos los actores, especialmente las comunidades locales, puedan trabajar con los organismos públicos y los proponentes para juntos buscar soluciones que consideren, entre otras medidas, alternativas de localización. Algo de ello se considera en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), pero ello ocurre una vez que el proyecto ha definido su ubicación y en parte importante su diseño, limitando esta instancia a mitigar sus impactos.

² Praus, S., Palma, M., & Dominguez, R. (2011). *La Situación Jurídica de las actuales áreas protegidas de Chile*. Ministerio del Medio Ambiente

Por esta razón, en muchas oportunidades los conflictos no son canalizados adecuadamente y se resuelven en los tribunales de justicia, lo que suele terminar con soluciones de suma cero, es decir, o el proyecto sigue adelante en los términos ya aprobados o no. Otro riesgo de esta falta de instancias formales, son los riesgos de captura y/o corrupción derivados de la negociación directa entre empresas, autoridades locales, Organizaciones No Gubernamentales (ONG) y comunidades, imposibilitando nuevamente que las partes puedan discutir y mejorar los proyectos de manera que creen valor para todas las partes.

Escasa participación y decisión de las regiones

En los últimos años hemos visto un creciente deseo de las regiones por planificar su desarrollo y manejar recursos propios, lo que también abarca la construcción de infraestructura energética.

Esta aspiración se canaliza a través de los Gobiernos Regionales mediante la formulación de Estrategias de Desarrollo Regional (EDR), como la de Arica y Parinacota (2009 en adelante) que señala como eje estratégico el "...diseñar y ejecutar un programa de inversiones en infraestructura para el aprovechamiento óptimo de los recursos hídricos y energéticos convencionales y no convencionales".³

La EDR de Antofagasta (2009-2020), por su parte "ve al desarrollo de infraestructura energética como un medio para la diversificación productiva de la región además de que busca potenciar a la región de Antofagasta como un centro de investigación y desarrollo de ERNC".⁴ Finalmente, la EDR del Maule (al 2020) propone "formalizar una política regional que incentive la inversión pública y privada en

3 Ministerio de Energía. (2014). Revisión de las Estrategias Regionales de Desarrollo y propuestas de Planes Regionales de Ordenamiento territorial respecto de los ámbitos del sector energético (Borrador).

4 Id.

eficiencia energética y en la generación con energías renovables no convencionales en la región”.⁵

Pese a estas intenciones, las EDR tienen limitaciones que impiden materializar estos objetivos. La más relevante es que no son vinculantes con la inversión que realizan entidades públicas y privadas ni con los planes que ejecutan los ministerios sectoriales, inclusive con aquellos que definen los usos del suelo a nivel urbano (planes reguladores).

Para revertir este problema, se requieren nuevas facultades e instrumentos que permitan que los Gobiernos Regionales puedan participar en la definición de localización de infraestructura energética, en concordancia con sus respectivas EDR y compatibilizarlos con sus instrumentos de planificación territorial.

Impacto excesivo e innecesario en el territorio

La localización de infraestructura energética produce un impacto en el territorio mayor al que podría tener si se implementaran políticas públicas que planificaran su emplazamiento y construcción. Esto genera dos grandes temas: la duplicidad innecesaria de líneas y el impacto excesivo en las áreas declaradas como protegidas.

Es común ver en el territorio líneas de transmisión eléctrica con trazados paralelos que provocan un mayor impacto ambiental, paisajístico y social que el necesario. Esto tiene diferentes causas:

Transmisión troncal. En transmisión troncal la autoridad energética determina cuando es necesario construir una nueva línea o ampliar una existente, pero no precisa su trazado ni reserva el suelo para materializarlo como ocurre con la vialidad futura de las ciudades.

⁵ Id.

Otra limitación es que las redes troncales no consideran holguras de capacidad, es decir, las líneas están prácticamente operando a capacidad máxima tan pronto se construyen. Esto se debe a que el horizonte de tiempo considerado en la planificación es muy corto; no se consideran diferentes escenarios de generación; y a que actualmente la tarificación desincentiva la construcción de infraestructura con capacidad de reserva, ya que la mayor parte de la tarifa es pagada por los generadores y el pago es uniforme a lo largo del tiempo.⁶

Transmisión adicional y sub-transmisión. En materia de transmisión adicional y sub-transmisión, son los privados los que deciden cuándo y dónde construir una línea. El problema surge a partir de que la regulación no exige ni incentiva a los privados a que se coordinen entre ellos o que utilicen franjas existentes cuando esto sea técnica y económicamente factible, como ocurrió en el caso que se expone a continuación. Lamentablemente, las condiciones de este caso no son replicables para la gran mayoría de los conflictos.

CUADRO 1. CASO DE COORDINACIÓN ENTRE PRIVADOS

La empresa Alto Jahuel transmisora de Energía tenía planificado construir una línea de transmisión que cruzaría el parque Santa Rita declarado Monumento Nacional. La línea tendría un largo de 400 metros y la franja tendría un ancho de 60 metros y requeriría cortar árboles de más de 100 años. Asimismo, las torres y líneas se verían desde las 35 hectáreas del parque. Gracias a negociaciones entre las gerencias de la Viña Santa Rita y Colbún –quién tenía una línea de transmisión en la zona– se logró que Colbún desplazara parte de su línea para generar espacio para que la empresa Alto Jahuel construyera ahí su línea de transmisión.

Fuente: Diario La Tercera, Negocios, p.2, domingo 8 de febrero de 2015

Aunque en el caso del cuadro 1 se solucionó satisfactoriamente el problema, lo normal es que los ciudadanos no tengan el poder de negociación que tiene la Viña Santa Rita para lograr que dos empresas se coordinen. Por ello es muy común que se terminen

⁶ BITRAN, E., Silva, C., & Villena, M. (2014). Propuesta de Reforma a la Regulación de la Transmisión Eléctrica. *Espacio Público*.

construyendo líneas que generan un impacto excesivo en el territorio, porque pasan por una zona de valor patrimonial, como el caso de la Viña Santa Rita o porque se construyen líneas paralelas, cuando se podría haber construido una sola línea de mayor capacidad minimizando su impacto territorial.

Fragilidad de la protección ambiental

Al año 2011, 30 millones de hectáreas, esto es, aproximadamente un 20% del territorio nacional se encontraba protegido por alguna de las 32 categorías de protección existentes en el país.⁷ Aun cuando por efectos de claridad de esta propuesta nos referimos a la regulación de zonas de protección como un marco jurídico específico, en la práctica estas zonas están reguladas por un conjunto descoordinado de normas nacionales e internacionales que no señalan con claridad si la localización de infraestructura energética está o no prohibida en estas áreas y en el caso de estar permitida, en qué condiciones.

Debido a esto, tanto los tribunales de justicia como los diferentes órganos de la Administración del Estado han interpretado las normas en forma inconsistente, a veces declarando que se encuentra permitido localizar infraestructura energética en áreas protegidas y en otras declarando que la localización de infraestructura energética se encuentra prohibida en dichas áreas. Así por ejemplo, en dos casos emblemáticos la Corte Suprema declaró que se encontraba permitido localizar infraestructura energética en un parque nacional – la categoría más restrictiva de todas las que regulan las áreas protegidas existentes en Chile– siempre que el proyecto en cuestión hubiera recibido una calificación ambiental favorable. Este es el caso de las centrales de pasada Palmar-Correntoso en el parque nacional

⁷ Gobierno de Chile. (2011). Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico.

Puyehue (2008)⁸ y la Central Hidroaysén en el parque nacional Laguna San Rafael (abril 2012)⁹.

Sin perjuicio de la anterior, en junio del 2012 –solo meses después de la sentencia de Hidroaysén— en un caso en donde se discutía si la Dirección General de Aguas podía otorgar derechos de aguas sobre ríos y esteros ubicados al interior de parques nacionales en la Región de Los Lagos, la Corte Suprema cambió su criterio señalando que no estaba permitido desarrollar actividades comerciales en un parque nacional. Como consecuencia de lo anterior, declaró que no es posible conceder derechos de aprovechamiento de agua en un parque nacional para fines hidroeléctricos.¹⁰ Parte de la inconsistencia se explica porque en el primer caso, la instancia que falló fue la Sala Constitucional de la Corte Suprema, mientras que en el segundo caso falló la Sala Penal de la misma Corte, develando problemas en la asignación de los casos.

La falta de claridad en esta materia ha producido inconsistencia en las decisiones no solo de los tribunales sino que también dentro y entre los diferentes órganos administrativos con competencia estas materias como la CONAF, la Dirección General de Aguas y la Contraloría General de la República, generando excesiva incertidumbre y conflictividad. Asimismo, esta falta de claridad no sólo se produce en el caso de áreas declaradas como “parques nacionales” sino que también en otras áreas como aquellas declaradas “reservas naturales” u otros. Los tribunales sólo exigen como requisito que el proyecto haya recibido una calificación ambiental favorable, ya que entienden que dicha autorización es

⁸ Cisterna con COREMA Región de Los Lagos, Corte Suprema, Rol 6397-2008, 8 de Enero 2008.

⁹ Horvath y otros con Comisión de Evaluación Ambiental de la Región de Aysén, Corte Suprema, Rol 10.220-2011, 4 abril de 2012.

¹⁰ Conaf con DGA, Corte Suprema, Roles N° 7423-2010, 7424-2010, 7425-2010, 7426-2010, 7427-2010, 7428-2010, 7429-2010, 7430-2010, 7431-2010, 7432-2010, 7433-2010 y 7435-2010, 27 de junio de 2012. Para una descripción detallada de la jurisprudencia judicial y administrativa en esta materia, ver Insunza Corvalán, X., & Saldívar Olave, M. (2013). Derechos de aprovechamiento de aguas y parques nacionales: Efectos de la reciente jurisprudencia de la Corte Suprema. *Actas de Derechos de Aguas N 3*.

confirmación de que “las actividades que se realicen dentro de los parques nacionales sean compatibles con los objetivos de dichos espacios”.¹¹ Sin embargo, muchas de las áreas protegidas no especifican un objeto de protección, por lo que difícilmente este puede ser resguardado.

Bajo esta perspectiva, es posible concluir que en Chile no existen normas efectivas para proteger territorios de valor ambiental o patrimonial, lo que genera confusión, incertidumbre y contradicciones. Considerando que el objeto de la creación de un sistema de áreas protegidas es la conservación, este sistema debe tener diferentes categorías en donde al menos una proteja totalmente dichas áreas, prohibiendo que se realicen actividades de alto impacto ambiental. Además, la definición de si un área debiera encontrarse totalmente protegida o no debiera ser realizada por las autoridades de Gobierno competentes de acuerdo a criterios ambientales y no por los tribunales de justicia de acuerdo a criterios jurídicos.

A esto debe sumarse que muchas áreas de protección son administradas en forma muy precaria. En muchos casos, las áreas protegidas no tienen planes de manejo y en algunos casos ni siquiera hay claridad respecto a sus deslindes, más aún, existen áreas protegidas del Estado cuyos títulos de propiedad se encuentran en discusión.¹²

Descoordinación entre regulaciones sectoriales

En los últimos años se han creado una gran cantidad de regulaciones que afectan el territorio debido al número de actores que intervienen en este, y que buscan imponer sus agendas, visiones o tuición bajo

¹¹ Cisterna con COREMA Región de Los Lagos, Corte Suprema, Rol 6397-2008, 8 de Enero 2008.

¹² Id.

la lógica de “quien llega primero”. En la mayoría de los casos, estas regulaciones se han elaborado tomando en consideración exclusivamente la perspectiva del ministerio u organismo que la dictó, sin considerar como esta se coordinaría con la actividad energética, entre otras. A continuación se analizan algunos casos, incluyendo el ya comentado de las zonas protegidas:

Áreas protegidas: Cuando se crearon las distintas zonas protegidas no se tuvo en cuenta qué efecto tendría dicha protección en el desarrollo de otras actividades que competían por este suelo. Esto no generó mayores problemas hasta que el crecimiento del país obligó a desplegar más inversiones en el territorio, incluyendo estas zonas protegidas como ha ocurrido muy claramente con la infraestructura eléctrica. La interpretación de la sociedad civil es que estas áreas no se pueden vulnerar con proyectos con impacto ambiental construir la de los proponentes es que sí se puede, ambas basadas en la legislación vigente. Ni los organismos de gobierno ni los tribunales han podido zanjar este conflicto ni han sido consistentes en su decisión, lo que ha generado fuerte incertidumbre y conflictividad.

Borde costero. En el año 1997, un instructivo presidencial mandató a los intendentes de las (entonces) 12 regiones que poseían un borde costero, a que elaboraran Zonificaciones Regionales del Borde Costero (ZBC) para ordenar su desarrollo, lo que sólo se cumplió en dos casos: Aysén (2004) y Coquimbo (2005). Además del bajo cumplimiento, la ZBC de Coquimbo no consideró en absoluto a la infraestructura energética, ni siquiera para identificar aquella que estaba construida y operando a la fecha de su aprobación, es decir, al 2005¹³. Esta omisión generó incertidumbre respecto a la posibilidad de localizar infraestructura en dicho borde costero y el potencial de conflictos.

Regulación urbana. está conformada por la Ley General de Urbanismo y Construcciones (LGUC) creada en el año 1976 y por su

¹³ Minuta Ministerio de Energía. (2014). Revisión de las zonificaciones de borde costero respecto de los ámbitos del sector energético (Borrador).

Ordenanza General (OGUC) dictada en 1992, que fueron creadas principalmente para regular los usos y edificaciones al interior de las ciudades y sus zonas de extensión urbana. Con el tiempo, estas normas fueron modificadas para incorporar otras actividades relevantes como ocurrió con las reservas de vialidad para las zonas rurales, pero su alcance sobre el resto del territorio nacional siguen siendo limitado.

La infraestructura energética no estaba regulada hasta el año 2009 cuando se estableció que las líneas de transmisión y las centrales de energía están siempre admitidas en todo el territorio rural sin que los instrumentos de planificación puedan regular su localización, agravando los conflictos ya comentados.

En el caso de las zonas urbanas, la LGUC y su ordenanza sólo establece restricciones para la localización de centrales de energía que sólo pueden ubicarse en áreas declaradas por el plan regulador respectivo como "industriales" o de "infraestructura". En las líneas de transmisión se aplica el mismo criterio que en las zonas rurales: las empresas pueden instalarlas en cualquier zona que consideren pertinente.

Estado ausente

De acuerdo a lo visto en los puntos precedentes, es posible concluir que la regulación eléctrica no considera el aspecto territorial de la infraestructura, que existen problemas de coordinación con otras políticas sectoriales bajo la lógica de imponer la visión del que llega primero y que las regiones tienen poco o nulo poder de decisión al momento. Además, la regulación de áreas protegidas y la regulación urbanística –con la limitada excepción de la localización de centrales en zonas urbanas- no establecen restricciones o lineamientos para la localización de infraestructura energética.

Esta falta de presencia del Estado, se hace mucho más patente al analizar la Ley General de Servicios Eléctricos, creada el año 1982

para regular esta actividad. Como describe Martínez et al¹⁴, esta no establece ningún lineamiento o restricción respecto a donde los privados podrán localizar infraestructura energética, lo que aplica tanto para los proyectos de transmisión como aquellos de generación eléctrica.

Si bien en el primer caso, el Estado tiene algún rol en las redes troncales, es débil y se limita a definir qué redes deben construirse y que puntos deben conectar; transfiriendo a las empresas mediante una licitación, la responsabilidad de definir los trazados óptimos y construir los proyectos sin necesidad de evaluar alternativas, de evaluar sus impactos ambientales o su compatibilidad con las EDR. Tampoco contempla la participación de las comunidades afectadas en la definición de las alternativas y selección del trazado más eficiente y sustentable desde una mirada económica, ambiental y social.

En materia de subtransmisión y transmisión adicional la situación es mucho más precaria aún y el Estado no juega ningún rol: los privados deciden cuando realizar inversiones y los que definen los trazados. Es más, el tema de localización y los impactos que esta puede producir es tan ajeno a la regulación eléctrica, que la misma ni siquiera obliga a los privados a coordinarse cuando es técnicamente posible que más de un privado utilice una misma línea, generando el problema de las líneas paralelas descrito en secciones anteriores.

La construcción de líneas de transmisión no requiere de una concesión por parte de la autoridad energética, aunque las empresas pueden pedirla lo que permite realizar estudios de los terrenos por los que pasará la línea e imponer servidumbres forzosas sobre predios de privados de ser necesario. En este caso el privado elige la ubicación de la línea según sus criterios y debe señalar su trazado específico y la autoridad energética no puede denegar la solicitud de

¹⁴ Esta descripción de la regulación eléctrica está tomada del documento Martínez Gutiérrez, D., Golomb, J., & Susskind, L. (2014). Recomendaciones para mejorar la localización de infraestructura energética en Chile.

concesión por razones de impacto ambiental o social ni proponer trazados alternativos. En consecuencia, la autoridad energética no tiene ningún rol en la determinación del trazado de las líneas de transmisión.

En las centrales de energía se repite el mismo problema. Son los privados los que de acuerdo a criterios económicos deciden si es rentable invertir en una central de energía determinando la tecnología y la ubicación más óptima que, como vimos, puede omitir las disposiciones de las áreas protegidas por su valor natural, ambiental o patrimonial; aprovechando las indefiniciones que contempla la legislación urbana en gran parte del territorio nacional.

El privado que desarrolla una central no requiere una concesión para construir y operar y si decide solicitarla en el caso de centrales hidroeléctricas, no tiene requerimientos respecto a la localización del proyecto, ya que la concesión se entrega únicamente para facilitar la realización de estudios en los terrenos que ocupará la central e imponer servidumbres sobre predios de privados para ejecutar las obras.

Tal como ocurre con los proyectos de transmisión, si el Estado decide otorgar la concesión, no tiene facultades para cuestionar la localización escogida por la empresa por razones ambientales, de impacto social o compatibilidad con las EDR de cada región. Tampoco puede proponer una ubicación alternativa que cumpla de mejor forma con estos requerimientos.

Decidir, anunciar, defender

La suma de los problemas descritos en los seis puntos anteriores, hace que en muchos casos los proyectos de infraestructura se desarrollen siguiendo un proceso de decidir-anunciar-defender que en términos simples opera de la siguiente forma: El privado decide si desea construir una central, línea de subtransmisión o de transmisión adicional o si desea participar en la licitación para una línea de transmisión troncal. Luego, mira la legislación vigente y ve que ni en la legislación eléctrica, urbanística, ni en la de áreas protegidas se

establecen mayores restricciones o lineamientos para decidir la localización de la central o el trazado de la línea, con la única excepción de las centrales en zonas urbanas donde la normativa de los planes reguladores si es vinculante.

Ya vimos que el privado tampoco tiene obligación de evaluar alternativas de localización, escala o diseño tecnológico; de incorporar criterios ambientales ni de consultar a las comunidades antes de decidir dicha localización. Por lo tanto decide el lugar donde localizará la central o la línea principalmente de acuerdo a criterios técnicos y económicos.

Como esta indefinición, desregulación y ausencia de reglas claras genera incertidumbre y conflictos, se inicia la fase de anunciar y defender. El proyecto se "anuncia" cuando ingresa al Sistema de Evaluación Ambiental (SEIA) donde por primera vez la ciudadanía puede conocer y pronunciarse sobre el proyecto de forma reactiva y sólo para mitigar problemas.

Pero como ya vimos, el SEIA tampoco exige a la empresa la elaboración de alternativas de localización para centrales o líneas de transmisión, lo que además es difícil de realizar ya que los proyectos ingresan al sistema con un proyecto de diseño detallado, que probablemente ha evaluado y descartado otras opciones bajo criterios de eficiencia y rentabilidad económica¹⁵. Por lo tanto no existen incentivos ni reglas para modificar sustancialmente el proyecto e incorporar las preocupaciones de los gobiernos regionales, locales y de los ciudadanos, lo que reduce al máximo la posibilidad de realizar ajustes.

El hecho de que la primera instancia de participación ciudadana se inicie con la decisión de localización ya tomada hace que en buena medida esta instancia sea considerada estéril por parte de las

¹⁵ En el caso de la transmisión troncal, hay desincentivos económicos para modificar el trazado en cuanto esto implicaría aumentar los costos del proyecto. Sin embargo estos costos no serán remunerados en cuanto la licitación se adjudicó con el trazado que había sido propuesto por el licitante por lo que todo costo extra proveniente del rediseño del trazado no es remunerado

comunidades, con el consiguiente aumento de la desconfianza y frustración sobre el desarrollo del proceso.

Así, más que una oportunidad de generar valor para todas las partes, el SEIA se transforma en la oportunidad en donde los diferentes actores terminan enfrentando sus posiciones ante tribunales, lo que da inicio a la fase del “defender”. Esto último se vuelve especialmente delicado en cuanto se estresa al SEIA exigiéndole consideraciones e instancias de participación para los que no fue diseñado, restándole eficiencia para efectos del rol para el que sí fue diseñado, que es la evaluación ambiental.

En los últimos años es cada vez más frecuente que los desarrolladores de proyectos realicen un análisis territorial, ambiental y social para determinar la localización de sus proyectos y para evitar problemas en la tramitación ante el SEIA; es posible que eviten localizarse en zonas protegidas como parques naturales. Asimismo, algunos desarrolladores de proyectos deciden contactar a las autoridades regionales, locales y a las comunidades antes de ingresar el proyecto al SEIA.

Sin perjuicio de lo anterior, estas acciones y la calidad con las que se realizan dependen caso a caso de las políticas propias de la empresa, sin que la normativa actual dé lineamientos claros en esta materia; exija a los privados considerar aspectos territoriales, ambientales y sociales; o exija la evaluación de alternativas en una forma participativa. Por lo tanto no se resuelven los problemas de fondo de la lógica “decidir-anunciar-defender” que es operar sobre hechos consumados, sin un marco previo de planificación que dé certeza a todos los actores.

DESAFÍOS FUTUROS ASOCIADOS A LAS ERNC

De acuerdo a proyecciones de Escenarios Energéticos, Chile va a necesitar al año 2030 más del doble de la electricidad que genera actualmente. Estas proyecciones ya incluyen los ahorros asociados a la eficiencia energética, por lo que esta demanda deberá ser satisfecha a través de la construcción de centrales de generación y líneas de transmisión.

Escenarios Energéticos proyecta que las centrales de energía requerirán el uso de entre 45 y 59 mil hectáreas dependiendo del escenario que se considere, y estas estimaciones no incluyen los kilómetros de líneas que se deberán construir. A modo de contexto, esta superficie representa un 64% y un 85% de toda la superficie urbanizada del Gran Santiago. Lo anterior no solo incrementará los problemas ya enunciados en el diagnóstico, sino que deberá dar cuenta de nuevos desafíos asociados a una mayor participación de los proyectos de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Esto genera tres desafíos que debieran considerarse en la propuesta

Inclusión de vocaciones energéticas territoriales

En cualquiera de los escenarios considerados la matriz nacional va a incluir una mayor participación de energías renovables no convencionales (ERNC), que al año 2014 representaban aproximadamente 11% de la capacidad instalada en el Sistema

Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)¹⁶.

De acuerdo a las proyecciones de Escenarios Energéticos, esta participación subirá entre un 25% y un 55% al año 2030 (según el escenario que se considere)¹⁷. Esto implicará construir una gran cantidad de proyectos en territorios distintos de los habituales y que presentan potenciales naturales para generar energía renovable no convencional. Un caso son las centrales geotérmicas, que hoy no existen en Chile y otro son las centrales solares que sólo representan un 1.5%¹⁸ del SIC.

En el SING, se considera un aumento en las centrales eólicas y fotovoltaicas, las cuales hoy tienen una presencia conjunta de menos del 1% de la capacidad instalada¹⁹. Además, considera la inclusión de centrales de geotermia y de tecnología solar de concentración, tecnologías que aún no han sido desarrolladas.

Como vimos, la regulación urbana permite que las centrales de generación sólo puedan ubicarse en zonas genéricas denominadas "industriales" o de "infraestructura" por el respectivo plan regulador, siempre que se trate de zonas urbanas. El problema es que hasta la fecha estas zonas han sido determinadas en los planes reguladores sin tomar en consideración la aptitud o potencial de esa área para localizar infraestructura energética. Como consecuencia de esto, la regulación actual termina privilegiando a las centrales térmicas que tienen mayor flexibilidad que otras tecnologías para elegir su localización. En la medida que los límites urbanos se sigan expandiendo o que se busque ampliar el ámbito de acción de la LGUC a la zona rural, este tipo de regulación será un impedimento el desarrollo de las ERNC, lo que se explica por un desconocimiento de

¹⁶ Dato Ministerio de Energía

¹⁷ Escenarios Energéticos. (2013). Escenarios Energéticos Chile 2030: Visiones y temas clave para la matriz eléctrica.

¹⁸ Id.

¹⁹ Id.

cómo funciona el sector energético, más que por un rechazo a este tipo de tecnologías.

A diferencia del sector industrial, en la mayoría de los casos —y cada vez más frecuentemente con la proliferación de las energías renovables no convencionales— las centrales sólo pueden localizarse en el lugar donde se encuentra el recurso en cuestión, es decir, en donde se encuentra el viento en el caso de las centrales eólicas o el sol en el de las solares, por nombrar algunas tecnologías. Esta condición o potencial natural, la denominaremos “vocación energética territorial” ya que se vinculan a las aptitudes naturales que tiene un región para producir energía. Esto incluye las ERNC; pero también, los proyectos hidroeléctricos vinculados al caudal de ríos

De esta manera, un sitio que es apto para la energía eólica puede no serlo para la generación solar y viceversa por lo que no se pueden establecer zonas “genéricas” para la localización de infraestructura energética como si se hace para el tipo de uso de suelo “industrial” o “residencial”. Es por esto que es crucial que en el futuro la planificación territorial de la infraestructura energética se base en las vocaciones territoriales y que esto incluya a las zonas rurales que como hemos visto, no tiene ningún tipo de ordenamiento territorial que sea vinculante con la aprobación de proyectos de infraestructura energética.

Flexibilidad y adaptación a nuevas tecnologías

Actualmente el sector energético se caracteriza por un rápido desarrollo tecnológico. Así por ejemplo, aun cuando el primer proyecto de energía eólica de más de 2 MW en Chile fue instalado recién el año 2007²⁰, hoy esta tecnología constituye casi un 4% de la

²⁰ Id.

capacidad instalada del SIC y un 0,5% de la capacidad instalada del SING.

La mayor inclusión de la energía eólica en nuestra matriz se debe tanto a la decisión regulatoria de incentivar las energías renovables no convencionales, como a los rápidos avances tecnológicos que han permitido bajar sustancialmente su costo en unos pocos años. De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía los costos de inversión en esta tecnología, que incluyen las turbinas, la conexión al sistema eléctrico, la base, infraestructura e instalación, han disminuido en un 33% desde el año 2008.²¹

El caso de la rápida penetración de la energía eólica en nuestro país no debiera ser un caso aislado. Como señalamos previamente Escenarios Energéticos proyecta que en tan solo 15 años las ERNC conformarán un 25% o 55% de nuestra matriz según el escenario que se considere, con la inclusión de nuevas tecnologías como la geotermia o tecnología solar de concentración que aún no tienen presencia en el país.

Sea que la inclusión de nuevas tecnologías se deba a políticas públicas y/o la baja de costos, es crucial que la planificación territorial de la localización de infraestructura energética sea flexible —es decir, no tome un tiempo excesivamente largo— de manera que permita la localización de centrales que utilicen nuevas tecnologías que aún no se han masificado pero que pueden tener gran potencial en el futuro cercano. En la actualidad la planificación territorial no posee esta flexibilidad, en cuanto los planes reguladores municipales tardan en promedio más de seis años en elaborarse o modificarse.²²

²¹ International Energy Agency (2013). Wind Energy Technology Roadmap 2013.

²² Hacia una Nueva Política Urbana para Chile: Política Nacional de Desarrollo Urbano, C. S. (2014). *Consejo Nacional de Desarrollo Urbano*. Recuperado el 20 de Abril de 2015, de www.politicaurbana.minvu.cl

Aumento de líneas de transmisión

La mayor inclusión de las ERNC a nuestra matriz implicará otro desafío: un aumento en la construcción de líneas de transmisión. Esto, porque a diferencia de las centrales convencionales –como las térmicas– que pueden localizarse cerca de los centros de consumo, las ERNC tienen menos flexibilidad para su ubicación ya que deben ubicarse donde se encuentran los recursos solares, eólicos, etc. requiriendo líneas de mayor extensión para conectarse al sistema de transmisión. Así por ejemplo, una central geotérmica en promedio requiere una línea de 100 km. para conectarse al sistema de transmisión troncal cuando una central diésel requiere de una línea de 3 km. (ver Tabla 1). Dado que inclusión de ERNC en el futuro cercano requerirá la construcción de una gran cantidad de líneas de transmisión es crucial contar con un proceso expedito para la planificación de su localización.

TABLA 1: COSTOS Y DISTANCIAS DE CONEXIÓN AL SISTEMA TRONCAL

Tecnología	Distancia	Costo conexión
Solar	10	38,4
Eólica	30	77
Biomasa	10	64,3
Hidro	50	133,1
Geotérmica	100	461,9
GNL	15	47,7
Carbón	20	43,2
Diésel	3	43,4
Minihidro	50	133,1

Fuente: Escenarios Energéticos de acuerdo a promedios nacionales y datos en literatura internacional.²³

²³ Id.

PROPUESTAS

Enfoque general

Espacio Público ha formulado un conjunto de propuestas para resolver los problemas descritos en el diagnóstico, y dar cuenta de los desafíos futuros asociados al aumento de las ERNC en la matriz energética, incorporando los procesos de cambio que se están discutiendo en el país en dos ámbitos relevantes.

El primero se relaciona con promover una mayor participación del Estado en la planificación energética, resolviendo las numerosas falencias descritas en este documento. Ello implica reducir los problemas de coordinación sectorial donde se impone quien llega primero, hacer que las zonas protegidas sean efectivamente protegidas e incorporar normativas territoriales para definir donde y como deben desarrollarse los proyectos de generación y transmisión eléctrica.

El segundo desafío país apunta a las políticas de regionalización y descentralización que está evaluando el Gobierno para aumentar las competencias de las regiones para decidir su desarrollo con mayor autonomía. Ello implica tener Gobiernos Regionales más fuertes e incidentes, con instrumentos que permitan agrupar inversiones y regulaciones que operan sobre la totalidad del territorio como los Planes Regionales de Ordenamiento Territorial (PROT) que serán un componente central de la presente propuesta.

Asimismo, esta propuesta considera esencial que se avance paralelamente en dos aspectos que por razones de extensión no serán tratados en profundidad: (i) ampliación de los espacios de participación ciudadana, no solo en el marco de localización y condiciones de cada proyecto específico, sino también en términos de la planificación territorial *ex ante* y (ii) desarrollo de mecanismos de distribución de beneficios a las comunidades aledañas, conocidos como "asociatividad", de forma de que para las comunidades en

donde se localice la infraestructura esto sea una oportunidad de desarrollo.

En materia de participación ciudadana, cabe destacar la importancia que tendría para este proceso que sean las propias regiones, con autoridades electas y GORES más fuertes, las que se reúnan a discutir en medio de un proceso participativo las alternativas de desarrollo regional y su respectiva bajada territorial.

En cuanto a los mecanismos de distribución de costos y beneficios es necesario que algunos de estos se definan en los nuevos instrumentos de planificación territorial (PROT), recogiendo asimismo, las ideas elaboradas por el Ministerio de Energía con la "ley de asociatividad", que de ser despachada, valoramos y que debiera ser una política de Estado que no se restringiera solo a energía, pudiendo aplicarse también a minería u otros sectores donde también se da el escenario de beneficios nacionales con altos costos locales. Para más detalle sobre estos aspectos, Espacio Público se encuentra preparando un Informe de Políticas Públicas sobre participación ciudadana en proyectos de inversión, a publicarse dentro de los próximos meses.

Considerando estos supuestos y para hacer frente a los problemas y desafíos identificados se proponen cuatro ideas centrales:

Definición de implicancias de un área protegida para efectos del emplazamiento de infraestructura, además de un proceso de consenso para la reclasificación de las actuales áreas protegidas.

Una mayor injerencia por parte del Estado en la planificación de la matriz energética, definiendo "metas regionales" en materia de generación y trazados óptimos para redes de transmisión.

Agrupar estas propuestas en los Planes Regionales de Ordenamiento Territorial (PROT), que se encuentran en discusión actualmente en el Congreso y que proponemos sea vinculante como ocurre con los planes reguladores comunales.

La incorporación de participación ciudadana en el proceso de planificación de transmisión troncal, la incorporación de un análisis

de alternativas “sin líneas” y la creación de procesos participativos de identificación y selección de alternativas de trazados

Determinación de los efectos de la denominación de un área como protegida y consenso para reclasificación de áreas actuales

Como vimos, el sistema actual de áreas protegidas es extremadamente complejo y precario, lo que genera incertidumbre en los diferentes actores y una protección inadecuada de estas zonas.

El proyecto de ley que crea el Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas (SBAP) y el Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP) actualmente en discusión en el Congreso se hace cargo de parte de estos problemas. El SBAP se encargará de la creación y gestión de estas áreas, a partir de reconocer nueve categorías de protección, en reemplazo de las 32 categorías actualmente existentes. Además, establece que una vez creado el SBAP éste llevará a cabo un proceso en el cual se reclasificarán las actuales zonas protegidas en las categorías reconocidas en la ley.

Siendo un avance, este proyecto de ley no define sus implicancias sobre los proyectos de energía, precisando si se podrán construir líneas y/o centrales de energía en algunas de estas categorías y de hacerlo, bajo cuales condiciones.

Lo razonable sería tener un sistema en donde hubiera áreas de conservación estricta y otras en donde actividades económicas se permitan sujetas a ciertas condiciones, ligadas al objeto de protección definido para cada una de estas áreas. También es fundamental que esta clasificación de usos permitidos, condicionados y prohibidos sea consistente con las definiciones internacionales sobre categorías de protección, las que se encuentran establecidas en convenios como la Convención de Washington y la Convención de Diversidad Biológica, suscritas por Chile, y que por tanto forman parte del marco legal vigente en el país. Esta clasificación considera

seis categorías principales de áreas protegidas terrestres, que son las propuestas por la UICN, a las que deben agregarse las áreas protegidas marinas.

La determinación de los efectos de cada categoría de protección es una tarea de alta complejidad en términos jurídicos en cuanto en dicha definición se debe asegurar que el Estado de Chile cumpla con sus obligaciones internacionales y que además pueda garantizar que se respeten con los instrumentos de ordenamiento territorial para evitar que sean los tribunales quienes definan como y donde debe desarrollarse un proyecto bajo la lógica del “decidir-anunciar-defender”.

Una vez determinadas las características de cada categoría de protección, debieran reclasificarse o confirmarse las actuales zonas bajo esta nueva denominación. Para simplificar este proceso es fundamental que las zonas no sean muchas o muy distintas a las actuales, y que sus disposiciones se respeten en la práctica.

Las nuevas zonas protegidas quedarían separadas en dos grandes categorías: aquellas que prohíben cualquier tipo de infraestructura de energía y otras que establecen condiciones para que esta se desarrolle a partir de consideraciones especiales referentes a la preservación del objeto de protección de cada área.

Para que estas normas se respeten, las áreas protegidas y de desarrollo condicionado, quedarán delimitadas en el PROT con carácter vinculante como se explicará en la propuesta 3.

Sin embargo, la mayor complejidad de este proceso es definir qué zonas serán protegidas y cuales tendrán un desarrollo energético condicionado. La cantidad de recursos judiciales y administrativos que se han interpuesto por la sociedad civil en los últimos años para resguardar ciertos territorios —como los recursos en los casos de las centrales Palmar-Correntoso e Hidroaysén ya mencionados— así como las protestas realizadas —como en el caso de la Central Barrancones— muestran lo conflictivo de este tema.

Sin embargo, no puede seguir eludiéndose. Es urgente explicitar legalmente los efectos de las nuevas categorías de protección para que no sean los tribunales de justicia quienes diriman, caso a caso, qué proyecto puede desarrollarse. Al respecto, cabe recordar que a diferencia de los sistemas jurídicos de derecho común, en nuestro sistema los tribunales no están obligados a fallar de acuerdo al criterio de la Corte Suprema, y como vimos, la misma Corte Suprema puede cambiar su criterio en diferentes sentencias. Es por esto que mientras haya dudas respecto a los efectos de la declaración de una zona como protegida, seguirá la incertidumbre y conflictividad que ya conocemos.

La pregunta es cómo delimitar estas zonas y para ello proponemos un proceso de creación de consensos. Paralelo a la discusión del proyecto de ley que define las nuevas categorías, se convoque a un grupo amplio y representativo de actores relevantes con el objeto de que estos determinen los criterios de reclasificación de las actuales áreas protegidas y de zonas de desarrollo condicionado.

Este proceso debiera desarrollarse a nivel central y para ello se propone crear un consejo consultivo que cuente con la participación de actores regionales, ponderando los potenciales de cada territorio pero también criterios de equidad y bienestar social, a fin de no incrementar las "zonas de sacrificio" ni bloquear desarrollos que pueden generar beneficios relevantes para la nación.

Este consejo consultivo deberá proponer una primera delimitación que luego será validada o corregida por un Comité Interministerial formado por las carteras de Energía, Bienes Nacionales, Vivienda y Urbanismo, Obras Públicas y Medio Ambiente, que deberá aportar antecedentes técnicos para apoyar el estudio de las áreas protegidas y de desarrollo condicionado.

El consejo consultivo entregará su propuesta al Comité Interministerial de Energía, que complementará este trabajo con más antecedentes y entregará una primera delimitación de áreas protegidas y vocaciones energéticas territoriales a las regiones para que estas lo consideren en sus PROT, dejando a estos instrumentos

la facultad de precisar los límites de cada zona, pero no la posibilidad de eliminarlas, a fin de evitar el bloqueo antes comentado.

Las vocaciones energéticas territoriales serán determinadas con sustento en evidencia técnica, y junto a ellas, el Comité fijará para la región pisos o metas mínimas de capacidad generadora o de extensión territorial para cada una de las diversas tecnologías de generación. Estos pisos tienen por finalidad resguardar la seguridad energética nacional y que ninguna región bloquee unilateralmente una política de interés general del país. El emplazamiento en donde podrá desarrollarse la infraestructura podrá ser propuesta por el Comité Interministerial a los Gobiernos Regionales para aprovechar los recursos técnicos y humanos que éste posee, pero dicha propuesta será solo referencial para los GORE, quienes si así lo estimaran conveniente podrán desestimarla en el diseño del PROT, siempre que no se alteren los pisos o metas mínimas definidas.

Realizar este proceso conlleva una serie de beneficios. Primero asegura que la decisión a la que se llegue esté informada por las visiones y perspectivas de una amplia gama de actores y por lo tanto reciba un mayor apoyo al momento de implementarse. En segundo lugar, este consenso formará parte de los antecedentes que se presenten para formular el proyecto de ley de áreas protegidas, lo que debiera facilitar su tramitación.

Asimismo, es de esperar que tanto la ley como la consecuente reclasificación de las zonas de protección y desarrollo condicionado sean más estables, ya que tendrán menos oposición de parte de la sociedad civil, en la medida que operen bien los mecanismos de participación y distribución de beneficios que complementan esta delimitación.

En tercer lugar, este proceso aumenta la transparencia de la decisión. A diferencia de lo que se sucede hoy en donde cada grupo interesado utiliza tiempo y recursos en tratar de influenciar la decisión en su beneficio, en el consejo consultivo cada grupo interesado deberá negociar con los otros grupos, dar información sobre sus intereses y llegar a una decisión que genere valor para

todas las partes, que sea aprobada en forma transparente por todas ellas y luego validada por un Comité Interministerial.

Finalmente, este proceso aumenta las posibilidades de que la decisión a la que se llegue sea diseñada en una forma práctica y posible de implementar en cuanto en el proceso de negociación las partes discutirán estos detalles como parte del acuerdo.

A continuación se detallan algunas de las etapas y características de este proceso de generación de consensos:

- El consejo consultivo será convocado por una autoridad que tenga el poder de implementar la decisión tomada por el grupo, por lo mismo, se propone que el ya mencionado Comité Interministerial convoque este proceso.
- Se utilizará a un tercero neutral con experiencia en procesos de creación de consensos para facilitar este proceso
- El Comité de Ministros entregarán al tercero neutral una lista con los actores que potencialmente participarán en el proceso. Dichos actores deben representar una amplia gama de perspectivas (parlamentario, sociedad civil, Gobierno, etc.), especialmente perspectivas que se encuentren en conflicto y con representatividad de las 15 regiones del país.
- Antes de convocar al grupo de actores relevantes, el tercero neutral realizará una evaluación en la cual le preguntará individualmente a cada uno de los actores cuál es su perspectiva respecto a la reclasificación de zonas de protección en nuevas categorías y sus efectos. A través de esta evaluación, el tercero neutral tendrá una idea de la posición de cada actor sobre este tema, sus preocupaciones y sugerencias y el tipo de propuesta que ellos creen debería ser aprobada.
- El tercero neutral escribirá una síntesis de esta evaluación, indicando las ideas y posturas señaladas pero sin identificar a qué entidad pertenecen dichas ideas o propuestas. Esto

permite que dichas ideas sean evaluadas en su propio merito sin que sean descalificadas en base al actor que la propuso.

- El tercero neutral distribuirá la síntesis de la evaluación a cada miembro del grupo antes de que estos se reúnan. Esta evaluación puede tomar aproximadamente un mes.
- El trabajo final del consejo consultivo será presentado públicamente como ocurre con los informes de las Comisiones Asesoras Presidenciales y será entregado formalmente al Comité Interministerial de Energía.
- El Comité Interministerial precisará los contenidos de la propuesta, procurando no modificarla en sus aspectos centrales.
- Esta propuesta final será enviada a los Gobiernos Regionales para que estos lo consideren en sus PROT, que será la forma concreta de implementar los consensos técnicos y sociales alcanzados.

Bajo esta lógica, las zonas protegidas y desarrollo condicionado, serán las primeras zonas del nuevo PROT reforzado que proponemos implementar en cada región y cuyos alcances se detallan en la siguiente propuesta.

Reforzar el Plan Regional de Ordenamiento Territorial

Se propone utilizar el instrumento del Plan Regional de Ordenamiento Territorial, actualmente en elaboración para cada región, para precisar la localización de los proyectos de infraestructura energética en materia de generación y transmisión.

Cabe recordar que en su diseño actual, el PROT combina una zonificación de usos de suelo, similar a la de un plan regulador pero que abarca todo el territorio regional y que se combina con una cartera de inversiones públicas y privadas. Además es un instrumento compatible con la Estrategia de Desarrollo Regional

(EDR), que pretende hacerla más operativa y aplicable, además de coherente con otras políticas públicas.

El PROT debiera ser la carta de navegación para el desarrollo de cada región, al juntar en un solo instrumento, ámbitos de acción vinculados a la vivienda, el transporte, el desarrollo portuario y, con esta propuesta, la energía. Sin embargo tiene una gran debilidad: sus disposiciones son solo indicativas y por tanto, podrían vulnerarse con mayor facilidad que las actuales zonas protegidas luego de fallos judiciales. Esto incrementaría los conflictos actuales de forma exponencial, ya que las comunidades participarían en la discusión pública y abierta de un plan comprensivo regional, que no necesariamente se concretará o cuyas medidas se podrán vulnerar explícitamente.

Por lo tanto la primera propuesta es que las disposiciones del PROT sean vinculantes por ley, tal como ocurre con los planes reguladores comunales con la instalación de las centrales de energía. Esto además permitirá reforzar la autonomía de las regiones para decidir sobre el destino de sus territorios, avanzando no solo en el ya mencionado afán descentralizador, sino también evitando el sectorialismo bajo el cual se decide sobre el territorio en nuestro país.

El PROT vinculante sería llevado a cabo por el Intendente y su gabinete de regional, característica indispensable para que exista una visión intersectorial del manejo del territorio, que armonice el desarrollo de la infraestructura energética con el desarrollo de otras industrias y usos. Además de la intersectorialidad, es indispensable buscar que este plan sea producto de un esfuerzo que comprenda a todos los sectores de la sociedad en un contexto participativo. Creemos que la existencia de intendentes electos, sumado a la relevancia que tendrá el PROT para la región, implicará que las disposiciones del plan sean materia de discusión para las elecciones de autoridades locales. Finalmente, el PROT deberá ser aprobado por el CORE.

La primera medida del PROT será precisar la delimitación de las áreas protegidas y de desarrollo condicionado, respetando los pisos o metas mínimas enviadas por el Comité Interministerial.

En el primer aspecto, el PROT elaborará mapas que indicarán en detalle la ubicación de estas áreas, sus deslindes, el objeto de protección y las condiciones a las cuales están sujetas. Estos mapas serán vinculantes para todos los otros instrumentos de planificación territorial de escala comunal e intercomunal, los cuales no podrán permitir el emplazamiento de proyectos de generación en caso que su uso quede prohibido en el reglamento u ordenanza que detalla las disposiciones del PROT.

El PROT deberá respetar los pisos o metas mínimas y delimitar las zonas con estudios complementarios y más específicos sobre el potencial del territorio para fuentes de energía solar, eólica, geotérmica o hidráulica; en compatibilidad con las áreas protegidas y otras zonas que contendrá este instrumento.

De esta forma se podrá evitar concentrar proyectos en áreas densamente pobladas, destinadas al crecimiento de las ciudades y se priorizarán territorios que cuentan con buenos accesos, proyectos viales programados y/o vocaciones naturales.

Una vez elaborados los PROT, estos serán aprobados por el Comité Interministerial, quien resguardará el cumplimiento de las metas antes dispuestas y de los acuerdos suscritos por el consejo consultivo. Esto le permitirá al Ministerio evitar el fenómeno NIMBY antes descrito por parte de las regiones y le otorgará herramientas para desarrollar objetivos cruciales de política pública.

Cabe mencionar que si bien el levantamiento de información necesario para desarrollar esta propuesta es elevado y por tanto costoso en términos de recursos fiscales, el Ministerio de Energía ya se encuentra desarrollando un piloto con seis regiones para la elaboración de sus PER, con necesidades de información prácticamente idénticas a las que requeriría esta propuesta.

Así, las alternativas de trazados para la transmisión troncal (descritas a continuación) no podrán localizarse en zonas protegidas que prohíban toda actividad comercial y podrán localizarse en aquellas que lo permitan sujetas a las condiciones que se indiquen. Lo mismo aplica para la transmisión adicional y subtransmisión. Asimismo, los planes regionales de ordenamiento territorial no podrán establecer que se localizará una central en áreas protegidas que prohíban toda actividad comercial y podrán admitir la localización de centrales en áreas protegidas que así lo permitan sujeto a las condiciones que se indiquen.

Definir las líneas de transmisión

Como se ha discutido anteriormente, las principales consecuencias de la ausencia de políticas públicas territoriales en materia de transmisión son (i) el excesivo impacto en el territorio por la duplicidad o exceso de líneas y/o de trazados y (ii) la incapacidad del sistema actual de canalizar los legítimos desacuerdos sobre el uso del territorio. Para mitigar estos problemas se propone para la transmisión troncal, la creación de procesos participativos de identificación de alternativas "sin líneas" y para todo tipo de transmisión, procesos de definición de alternativas de trazados priorizando el uso de trazados o corredores existentes.

Transmisión troncal

Dado su carácter interregional e interconectado, la planificación de la transmisión troncal trasciende los límites regionales y por ello debe ser realizada a nivel central. Este trabajo deberá ser coordinado con los Gobiernos Regionales tanto para definir y evaluar alternativas, como para incorporar estos trazados en el PROT como fajas reservadas para líneas troncales.

En nuestra regulación actual, la autoridad energética determina cada cuatro años qué líneas nuevas deben construirse o qué líneas deben ampliarse, un plazo corto que incentiva la propagación y duplicidad de líneas de acuerdo a los cambios de contexto o estimaciones de la demanda que realiza cada empresa.

Si bien este factor (demanda) es necesario al momento de definir los trazados, no puede ser la única variable y se requiere una visión de largo plazo que minimice los impactos de la construcción de las vías y los compatibilice con el resto de las zonas del PROT, que también son pensadas a mediano y largo plazo. Para ajustarlo a la demanda, basta que se defina un ancho de faja troncal que permita ampliaciones, como ocurre con la Panamericana, o trazados alternativos también con jerarquía troncal.

La capacidad técnica para realizar ese análisis se encuentra actualmente en el Ministerio de Energía y por ello, se propone que el proceso de determinación de corredores de transmisión sea liderado por esta repartición en coordinación con los equipos del GORE en lo que respecta a la formulación y análisis de alternativas, ya que estos tienen un despliegue mejor en los territorios. Este trabajo deberá considerar las disposiciones de los PROT para respetar las áreas protegidas, que no podrán intervenir y aquellas que pueden hacerlo con exigencias que debieran conectarse adecuadamente con la red troncal.

Otro tema crucial es la gestión de los terrenos. Como indicamos, actualmente este trámite es realizado por las empresas y se acelera cuando existen concesiones, ya que puede aplicarse servidumbre forzada. Pensamos que una red tan estratégica para el país no puede ser definida y gestionada bajo criterios comerciales y que tampoco resulta viable que una empresa negocie con miles de propietarios, incluso con el poder que le entrega la servidumbre.

Lo que proponemos que es que la línea troncal tenga un régimen similar a las carreteras concesionadas: que sea una afectación de utilidad pública definida por el PROT a partir del trazado del Ministerio de Energía acordado con los GORES, y que ello permita la expropiación de estos terrenos y la posterior concesión de la construcción y operación de la línea por un período determinado de tiempo, luego del cual, esta troncal vuelve al Estado que puede licitarla nuevamente, incorporando mejoramientos.

Tomando esto en consideración se proponen las siguientes modificaciones al actual proceso de planificación de transmisión troncal:

Proceso participativo con evaluación de alternativas "sin líneas". En la actualidad el proceso de transmisión troncal considera exclusivamente la participación de empresas del sector energético, sin embargo la experiencia comparada indica que mientras antes se incluya la participación de las autoridades regionales y locales y de los diferentes actores, habrá más posibilidades de que estos no se opongan al trazado finalmente propuesto en cuanto tendrán acceso a toda la información considerada y tendrán la posibilidad de proponer y analizar alternativas antes de que la decisión de que se debe construir una línea y dónde se debe construir sea tomada.²⁴

Inclusión de una etapa de identificación de alternativas "sin líneas". Una de las preocupaciones de la ciudadanía y particularmente de las comunidades potencialmente afectadas por una línea de transmisión es la falta de claridad de si esa línea era realmente necesaria o no. Es esta preocupación la que las lleva muchas veces a oponerse a la construcción de una línea.

Para responder a esta legítima preocupación y aumentar las posibilidades de aceptación de la construcción de una línea, se propone incluir en el proceso de transmisión troncal una etapa de revisión de alternativas "sin líneas". Este proceso busca identificar medidas que solucionen los problemas de congestión del sistema eléctrico sin que sea necesario construir nuevas líneas. Algunos ejemplos de estas medidas son la promoción de medidas de eficiencia energética, gestión de demanda a nivel local de manera de regular el uso de la energía en horas *peak* o la instalación de

²⁴ The Keystone Center. (2005). Regional Transmission Projects: Finding solutions, p. 31 y ss.

generadores de respaldo en hospitales o edificios públicos de manera de reducir las presiones en el sistema durante horas *peak*.²⁵

CUADRO 2. LA MESA REDONDA DE LAS ALTERNATIVAS “SIN LÍNEAS” DE LA BONNEVILLE POWER ADMINISTRATION (BPA)

Respondiendo a preocupaciones de los *stakeholders* sobre los potenciales impactos del proyecto Kagley-Lago Echo, consistente en una línea de 500 kv de 9 millas de longitud, BPA realizó un análisis de alternativas “sin líneas”. Aunque el estudio concluyó que la construcción de la línea era la alternativa más costo-efectiva, la realización del mismo y la transparencia del proceso de planificación fueron claves para lograr el apoyo de los actores relevantes.

Debido al éxito de esta medida, BPA creó una mesa redonda para el análisis de alternativas “sin líneas”. La misma incluyó 17 miembros representantes de las empresas distribuidoras, grupos ambientales, autoridades energéticas, grandes usuarios de energía, tribus indias y proponentes de proyectos de energías renovables.

La mesa redonda tiene por objeto ayudar a la BPA a identificar alternativas “sin líneas” y asegura que las perspectivas de diferentes actores relevantes sean consideradas en el proceso de planificación de transmisión.

En su primer año (2003), este grupo desarrolló una serie de criterios para determinar cuando en una propuesta de construcción de una línea de transmisión se debía analizar alternativas “sin líneas”. Asimismo identificó barreras institucionales dentro de la BPA a las alternativas “sin líneas” y desarrolló estudios detallados de áreas problemáticas del sistema de transmisión de BPA.

Fuente: National Commission on Energy Policy (2006). *Siting Critical Energy Infrastructure: An overview of needs and challenges*.

El análisis de estas alternativas “sin líneas” es realizado en diferentes países del mundo, como es el caso TransGrid en New South Wales en Australia²⁶ y Bonneville Power Administration en el Noroeste Pacífico de Estados Unidos detallado a continuación. Los reguladores en este Estado han detectado una mejora en el entendimiento y aceptación social de la construcción de líneas gracias a la inclusión de este proceso.

²⁵ Bonneville Power Administration. (2011). *BPA I-5 Corridor Reinforcement Project: Maintaining reliability with non-wires*.

²⁶ Martínez Gutiérrez, D., Golomb, J., & Susskind, L. (2014). *Recomendaciones para mejorar la localización de infraestructura energética en Chile*.

Proceso participativo de identificación de alternativas y selección del trazado. Una segunda causal de oposición al trazado de una línea es la legítima preocupación de las autoridades regionales y locales y de las comunidades potencialmente afectadas de que se hayan analizado diferentes alternativas de trazado, buscando la alternativa que produzca el menor impacto considerando el uso de trazados o corredores existentes.

En la actualidad nuestra regulación no exige el análisis de alternativas por parte de los privados ni la participación ciudadana en la selección del trazado. Por esta razón, una vez que se haya realizado el proceso de identificación de alternativas sin líneas y se decida que es necesario construir una línea de transmisión, se propone que el Ministerio de Energía lidere un proceso participativo de identificación de alternativas de trazados que contemple a lo menos lo siguiente:

Coordinación con los PROT. Para la definición de las alternativas de trazados de transmisión, la autoridad energética deberá considerar los mapas de áreas protegidas de los PROT y podrá pasar sólo por aquellas que sí permitan la construcción de líneas sujetas a las condiciones que señalen. Dado que las autoridades regionales y locales participarán en el proceso de planificación de transmisión troncal, este proceso tomará en consideración la información recogida en los PROT, pero estos planes no podrán prohibir ni limitar la localización de líneas de transmisión troncal.

Criterios para la elaboración de alternativas y realización de Estudios de Impacto Ambiental de dichas alternativas. Se propone que la ley establezca ciertos criterios que guiarán al Ministerio de Energía en la elaboración de alternativas de trazados, siempre bajo el concepto de afectación de utilidad pública mediante el PROT y posterior concesión de su construcción una vez que se defina la mejor alternativa de trazado.

Por ejemplo, en Wisconsin la ley establece un orden de prelación para localización de líneas, señalando que "en la medida de lo posible, considerando aspectos económicos y de ingeniería, la confiabilidad del sistema y la protección del medio ambiente, las

franjas deben ser usadas en el siguiente orden de prelación: primero franjas de transmisión existentes, carreteras o líneas ferrocarriles, luego senderos recreacionales y después nuevos corredores”.²⁷ Asimismo, será necesario realizar estudios de impacto ambiental de las diferentes alternativas. Los aspectos analizados en dichos estudios de impacto ambiental no volverán a ser analizados una vez elegida una alternativa de trazado.

Participación: Para poder determinar qué alternativa de trazado es la óptima es crucial contar con la participación activa de las autoridades regionales y locales y representantes de las comunidades de las zonas potencialmente afectadas. Dicha participación tiene por objeto recabar la mayor cantidad de información respecto a los potenciales impactos de cada alternativa y sus potenciales soluciones y consecuentemente aumentar las posibilidades de aceptación social del trazado escogido. Un ejemplo de un proceso de participación activa es el realizado por TransGrid en el estado de New South Wales en Australia descrito a continuación.

²⁷ The Keystone Center. (2005). Regional Transmission Projects: Finding solutions.

CUADRO 3. PROCESO PARTICIPATIVO DE IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS DE TRAZADOS - AUSTRALIA

El proceso de planificación de líneas de transmisión es liderado por TransGrid, una empresa estatal dueña y operadora del sistema de transmisión en el estado de New South Wales. El mismo se inicia con un análisis de la necesidad de construir más infraestructura y de alternativas "sin líneas" para suplir dicha necesidad. Una vez que TransGrid decide que es necesario construir una línea publica un borrador del "Informe de Selección de Opciones" (ISO) que contiene alternativas de trazados para las líneas y de localizaciones de subestaciones. Para evaluar las alternativas de trazados de las líneas contenidas en el borrador del ISO y elegir la alternativa que mejor compatibiliza los impactos ambientales, sociales y económicos, TransGrid lleva a cabo el siguiente proceso:

Consulta: Empleados de TransGrid tienen reuniones con los concejos municipales de cada municipio potencialmente afectado para discutir las opciones y los procesos de consulta a la comunidad que se llevarán a cabo. Asimismo, el borrador del ISO se pone a disposición del público en el sitio web de TransGrid, en las oficinas municipales y en copia física de ser solicitado. TransGrid notifica a la comunidad del borrador del ISO a través de cartas, anuncios en medios de comunicación y en su sitio web, solicitando que la comunidad realice observaciones al borrador y las alternativas descritas.

Grupo de Trabajo de la Comunidad: En forma paralela al proceso de consulta, TransGrid invitará a los miembros de la sociedad civil ubicados en el área del proyecto a ser parte del Grupo de Trabajo de la Comunidad (GTC). Los miembros del grupo –que forman parte de las siguientes categorías: residentes locales, representantes de las asociaciones de comerciantes, de la región, de ONG ambientales, grupos de interés y comunidades indígenas— serán elegidos por un consultor ambiental independiente que también servirá de facilitador de las reuniones del GTC. El GTC ayudará a TransGrid a evaluar las alternativas de trazado, recopilar información local y difundir información a otros actores relevantes y la comunidad en general. Aun cuando el GTC es un grupo influyente, éste es un grupo consultivo y la decisión final del trazado le corresponde a TransGrid.

Fuente: Martínez et al (2014).

En transmisión adicional y sub-transmisión

En transmisión adicional y sub-transmisión son los privados los que determinan cuando se construirá una línea. En este caso se propone que los privados presenten a la autoridad energética alternativas de trazados, y que la misma convoque a un proceso participativo para la selección del trazado. Al igual que en el caso de transmisión troncal, estas alternativas no podrán localizarse en zonas totalmente protegidas y deberán considerar la información recogida en los planes de ordenamiento territorial, asumiendo que de haber

dispuesto territorio para la instalación de centrales, los planes permiten también la conexión de estas al sistema. Se recomienda que se utilice un sistema de prelación para la elaboración de alternativas, como el mencionado en la Ley de Wisconsin descrita previamente.

Finalmente se sugiere otorgarle a la autoridad energética la facultad de exigir la coordinación entre dos o más proyectos de líneas de transmisión adicional y de subtransmisión cuando esto sea técnicamente posible de manera de evitar el problema actual de líneas con trazados paralelos.

Implementación

A continuación se mencionan algunos elementos que deben ser considerados en la implementación de las presentes propuestas.

Creación de capacidad y dictación de normas para el periodo intermedio

En este documento se propone el desarrollo de una serie de procesos de consensos y participativos y la creación del nuevo PROT vinculante, que contiene las áreas protegidas, de desarrollo condicionado y los trazados de líneas de transmisión, todos con normas vinculantes para exigir su construcción o reservar fajas en caso de las líneas.

Nuestro país tiene una mala historia en materia de creación de planes ya que muchos no son dictados o se remiten a emitir recomendaciones no vinculantes. Así por ejemplo, la legislación urbanística establece un sistema jerárquico de planes que regulan el territorio que incluyen los planes regionales de desarrollo urbano que nunca operaron en la práctica y que hoy han sido reemplazados por los PROT, que corren el mismo riesgo en caso que no sean vinculantes. Lo mismo ocurre con las zonificaciones de borde

costero, cuya creación fue mandatada en 1997, en la actualidad solo existen dos vigentes, la de la región de Aysén y la de Coquimbo.²⁸

Los planes reguladores comunales tienen un régimen distinto. Son vinculantes y existen en el 68% de los municipios del país, lo que es un avance relevante.²⁹

Es por esto que es crucial crear capacidades, transferir recursos y generar incentivos, como transferencias de recursos condicionados, para que estos nuevos planes sean dictados lo antes posible. Ahora, aun cuando se logre esta celeridad, no es probable que estos planes estén vigentes antes dos o más años. Es por eso que es necesario acordar normas que regulen las situaciones descritas en mientras estos planes no se encuentren vigentes.

Coordinación y eficiencia

Como ha quedado de manifiesto, en el último tiempo se han dictado una serie de normas y planes que se refieren al territorio y en esta propuesta se sugiere la creación de nuevos planes y procesos. Hasta la fecha no se ha realizado un esfuerzo omnicompreensivo de no sólo buscar que dichas normas estén debidamente coordinadas sino que además de eliminar trámites innecesarios. Se podría pensar por ejemplo que las zonificaciones de borde costero podrían ser parte de los planes regionales de ordenamiento territorial. Asimismo, es necesario determinar como todos estos planes se coordinarán con los procesos de evaluación ambiental estratégica y luego con los procesos de evaluación ambiental de los proyectos.

²⁸ Minuta Ministerio de Energía. (2014). Revisión de las zonificaciones de borde costero respecto de los ámbitos del sector energético (Borrador).

²⁹ Hacia una Nueva Política Urbana para Chile: Política Nacional de Desarrollo Urbano, C. S. (2014). *Consejo Nacional de Desarrollo Urbano*. Recuperado el 20 de Abril de 2015, de www.politicaurbana.minvu.cl

Temas pendientes

Previamente señalamos que una de las consecuencias de la falta de política pública de localización de infraestructura energética es la incapacidad de los sistemas actuales de canalizar los legítimos desacuerdos sobre el uso del territorio y los recursos naturales. Esta propuesta se hace cargo de este problema en el caso de la transmisión. Sin embargo en el caso de la localización de centrales de energía es necesario implementar políticas adicionales para incorporar una verdadera participación de la sociedad civil y particularmente de las comunidades potencialmente afectadas asimismo como para incorporar el análisis de alternativas de localización. La implementación de un proceso participativo para identificar macro zonas donde se podrán localizar estas centrales a través de los planes de ordenamiento territorial no sustituye los procesos participativos de evaluación de proyectos específicos. Así en el caso de la localización de centrales de energía, se recomienda, en alguna instancia, ya sea modificando el sistema de evaluación de impacto ambiental u otra, mejorar el proceso de participación e incorporar el análisis de alternativas de localización para autorizar el la localización de centrales específicas.

CONCLUSIONES

Uno de los aspectos más resistidos de los proyectos de inversión guarda relación con su localización. Las comunidades se quejan de que no se respetan sus legítimas visiones sobre el desarrollo de sus territorios, mientras los inversionistas alegan que se encuentran con fuerte oposición aún en proyectos que cumplen con las disposiciones medioambientales.

En este contexto, es imperativo que el Estado abandone el rol pasivo que lo caracteriza actualmente y articule normas sobre el territorio que permitan contar con reglas claras para todos los actores. Por otra parte, estas normas deben ser tomadas de forma participativa y en las instancias con mejor despliegue territorial. De dejar este proceso a entera disposición del Gobierno Central, los propios territorios la percibirán como “otra imposición de Santiago”, restándole legitimidad desde su origen.

Entregar este proceso a las regiones permitirá además evitar los problemas de sectorialismo con los que comúnmente operan los distintos organismos con jurisdicción sobre el territorio. Así, esta propuesta de ordenamiento territorial surge como opción para plasmar una estrategia de desarrollo concebida de manera integral y coordinada entre los distintos usos del territorio.

El mayor riesgo que surge de una política de este tipo es que las regiones busquen evitar las externalidades de los proyectos de inversión, bloqueando con ello el desarrollo general del país. Para evitar esta situación, se propone que los asuntos interregionales, como la planificación territorial de la transmisión troncal sean llevados por el Ministerio de Energía con más atribuciones de las que

cuenta hoy. En cuanto al posible bloqueo en generación, se propone que el Ministerio fije mínimos para las regiones, las que serán encargadas de tomar las definiciones territoriales que permitan cumplir con dichos mínimos.

De esta forma, se estará avanzando en una convivencia más sana entre los distintos usos del territorio, a la vez que aliviando parte de las trabas que existen para la inversión en materia energética.

BIBLIOGRAFÍA

BITRAN, E., Silva, C., & Villena, M. (2014). Propuesta de Reforma a la Regulación de la Transmisión Eléctrica. *Espacio Público*.

BONNEVILLE Power Administration. (2011). BPA I-5 Corridor Reinforcement Project: Maintaining reliability with non-wires.

BRINGS Jacobsen, N. (2006). Industrial Symbiosis in Kalundborg, Denmark: A quantitative assessment of economic and environmental aspects. *Journal of Industrial Ecology*.

DIARIO La Tercera. (2015). El desconocido rol de Colbún que evitó una cicatriz en el parque Viña Santa Rita.

ESCENARIOS Energéticos. (2013). Escenarios Energéticos Chile 2030: Visiones y temas clave para la matriz eléctrica.

FERRADANEHME. (2011). *Estudio Análisis de la Institucionalidad, la regulación y los sistemas de gestión y ordenamiento territorial en Chile*.

GOBIERNO de Chile. (2011). Comisión Asesora para el Desarrollo Eléctrico.

HACIA una Nueva Política Urbana para Chile: Política Nacional de Desarrollo Urbano, C. S. (2014). *Consejo Nacional de Desarrollo Urbano*. Recuperado el 20 de Abril de 2015, de www.politicaurbana.minvu.cl

INSUNZA Corvalán, X., & Saldivia Olave, M. (2013). Derechos de aprovechamiento de aguas y parques nacionales: Efectos de la reciente jurisprudencia de la Corte Suprema. *Actas de Derechos de Aguas N 3*.

INTERNATIONAL Energy Agency. (2014). *Technology Roadmap Energy Storage*.

INTERNATIONAL Energy Agency. (2013). *Wind Energy Technology Roadmap 2013*.

MARTINEZ Gutierrez, D. (2012). *The Opposition to power plants in Chile, Tesis para la obtención del grado de Master en Derecho, Universidad de Harvard.*

MARTINEZ Gutierrez, D., Golomb, J., & Susskind, L. (2014). Recomendaciones para mejorar la localización de infraestructura energética en Chile.

MINISTERIO de Energía. (2014). Revisión de las Estrategias Regionales de Desarrollo y propuestas de Planes Regionales de Ordenamiento territorial respecto de los ámbitos del sector energético (Borrador).

MINISTERIO de Energía. (2014). Revisión de las zonificaciones de borde costero respecto de los ámbitos del sector energético (Borrador).

MINISTERIO del Medio Ambiente. (2011). Las Areas protegidas de Chile: Antecedentes, Institucionalidad, Estadísticas y Desafíos.

NATIONAL Commission on Energy Policy. (2006). Siting Critical Energy Infrastructure: An overview of needs and challenges.

PRAUS, S., Palma, M., & Dominguez, R. (2011). *La Situación Jurídica de las actuales áreas protegidas de Chile.* Ministerio del Medio Ambiente.

THE Keystone Center. (2005). Regional Transmission Projects: Finding solutions.

