

GUÍA DE

# CONEXIÓN

De proyectos ERNC







Guía de Conexión de proyectos ERNC

**Autor:**

Ricardo León Cifuentes

**Coautores:**

Osvin Martinez Vasquez  
Julián Andrés Ascencio Vasquez  
Jorge Dharmawidjaja  
Guillermo A. Jiménez Estévez

**Comisión de Revisión:**

Boris Pavez (UFRO)  
Christian Jeldres (ETRION)  
Paula Maldonado (CER)  
Javier Hueichapan(CER)  
Patricio Goyeneche (CER)

Christian Hermansen (Colegio de Ingenieros de Chile)

Raúl Álvarez (Colegio de Ingenieros de Chile)

Hernán Duran (Colegio de Ingenieros de Chile)

Gustavo Lagos (Colegio de Ingenieros de Chile)

Mario Troncoso (Colegio de Ingenieros de Chile)

Benjamín Herrera

Carlos Suazo (Ministerio de Energía)

Fernando Flatow (CNE)

Juan Carlos Lagos (SEC)

Pablo Hermosilla (SEC)

José Carrasco (CNE)

**Editor:**

Rodrigo Calderón Vieytes

**Diseño y Diagramación:**

Constanza Barrios Moreno

**ISBN: 978-956-8898-07-6**

**Santiago de Chile, Diciembre 2014**

# PRESENTACIÓN



En el año 2010, había apenas 464 MW en operación, provenientes de fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Durante 2013 y tras un amplio acuerdo en el Congreso, se aprobó la Ley 20.698 que amplió a un 20% la exigencia establecida por ley para la participación de las ERNC en la matriz de aquí al año 2025.

Al finalizar 2014, ya se contaban con prácticamente 2 mil MW ERNC en la matriz y con más de 14 mil MW con su resolución de calificación ambiental aprobada, lo que da cuenta no sólo del dinamismo del mercado sino que también del interés de los desarrolladores por seguir trabajando intensamente por incorporar más fuentes limpias a la generación energética.

La Agenda de Energía propuesta por el Gobierno en mayo de 2014, busca precisamente apoyar proyectos energéticos que nos permitan conseguir una matriz confiable, sustentable, inclusiva y a precios razonables y, en ese objetivo, el proceso de conexión es de vital importancia.

Es por esto que el Centro de Energías Renovables consideró indispensable editar esta guía, de modo de entregar información que sea relevante, oportuna y estratégica para los desarrolladores de proyectos, en el complejo proceso de conexión de una central ERNC y así llevarlo con éxito.

Creemos que en la medida en que haya más certezas acerca de los trámites que deben seguirse y las instituciones que intervienen en los permisos y solicitudes, estaremos aportando a una mayor transparencia y equidad en el acceso a información crucial para participar en este mercado.

**María Paz De La Cruz**  
**Directora Ejecutiva**  
**Centro de Energías Renovables.**  
Octubre 2014.

# ÍNDICE

|                          |     |
|--------------------------|-----|
| TABLA DE CONTENIDO ..... | I   |
| ÍNDICE DE FIGURAS .....  | II  |
| ÍNDICE DE TABLAS .....   | III |
| PRESENTACIÓN .....       | IV  |
| INTRODUCCIÓN .....       | 1   |

## I. EL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE ..... 3

|   |    |
|---|----|
| 1.1 Características Generales del Sector Eléctrico .....                      | 3  |
| 1.2 Marco Institucional .....   | 5  |
| 1.2.1 Ministerio de energía .....   | 5  |
| 1.2.2 Comisión Nacional de Energía (CNE) .....                                | 5  |
| 1.2.3 Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) .....             | 6  |
| 1.2.4 Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) .....                     | 6  |
| 1.2.5 Centro de Energías Renovables (CER) .....                               | 7  |
| 1.2.6 Panel de Expertos .....   | 7  |
| 1.2.7 Resolución de conflictos .....  | 7  |
| 1.3 Agentes del Mercado .....   | 8  |
| 1.3.1 Segmento de Generación .....  | 9  |
| 1.3.2 Segmento de Transmisión .....   | 10 |
| 1.3.3 Segmento de Distribución .....  | 11 |
| 1.3.4 Cliente regulado .....  | 11 |
| 1.3.5 Cliente libre .....   | 12 |
| 1.4 Energías Renovables No Convencional (ERNC) .....                          | 12 |
| 1.4.1 Evolución del Marco Normativo de las ERNC - Ley 20.257 (Ley ERNC) ..... | 13 |
| 1.4.2 Ley 20.698 (Ley 20-25) .....  | 13 |

## II. ESTRUCTURA DEL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICO CHILENO ..... 17

|  |    |
|--|----|
| 2.1 Mercado mayorista o Mercado SPOT .....       | 18 |
| 2.1.1 Pago por energía en el Mercado Spot .....  | 19 |
| 2.1.2 Pago por potencia en el Mercado SPOT ..... | 20 |
| 2.2 Mercado de contratos .....                   | 20 |
| 2.3 Servicios complementarios .....              | 21 |
| 2.4 Cargos por uso de red y peajes .....         | 21 |
| 2.5 Balance comercial .....                      | 22 |
| 2.6 Modelos de negocio mercado ERNC .....        | 22 |
| 2.6.1 Venta de Atributos ERNC .....              | 24 |

## III. SOBRE LA CONEXIÓN A SISTEMAS ELÉCTRICOS ..... 27

|   |    |
|---|----|
| 3.1 Visión general del ámbito de conexión .....                 | 28 |
| 3.2 Proceso de Conexión .....                                   | 29 |
| 3.3 Ingeniería de la Conexión .....                             | 29 |
| 3.3.1 Etapa 1: Identificación punto de conexión .....           | 29 |
| 3.3.2 Etapa 2: Evaluación de alternativas de conexión .....     | 31 |
| 3.3.3 Etapa 3: Diseño del proyecto de conexión .....            | 35 |
| 3.3.4 Estimación de costos .....                                | 36 |
| 3.4 Solicitud de conexión al sistema y puesta en servicio ..... | 37 |
| 3.4.1 Estudios eléctricos .....                                 | 37 |
| 3.4.2 Puesta en Servicio .....                                  | 39 |

## IV. CONEXIÓN A SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

41

|   |    |
|---|----|
| 4.1 Normativa de conexión y operación.....  | 42 |
| 4.1.1 Aspectos regulatorios.....  | 42 |
| 4.1.2 Aspectos normativos.....  | 42 |
| 4.2 Etapas de la conexión al sistema de transmisión.....                            | 43 |
| 4.2.1 Identificación de punto de conexión.....                                      | 43 |
| 4.2.2 Ingeniería, licitación y construcción del Proyecto.....                       | 45 |
| 4.2.3 Exigencias para la Puesta en Servicio y operación en el sistema.....          | 46 |
| 4.3 Permisos de Conexión al sistema.....  | 46 |
| 4.3.1 Funciones del Desarrollador del Proyecto.....                                 | 46 |
| 4.3.2 Deberes de propietario de las instalaciones de transmisión.....               | 47 |
| 4.3.3 Funciones del Coordinador del Sistema.....                                    | 47 |
| 4.3.4 Funciones de la SEC.....  | 47 |
| 4.4 Procedimiento de Conexión al SING.....  | 47 |
| 4.5 Procedimiento de Conexión al SIC.....   | 48 |
| 4.6 Estudios de impacto requeridos para conexión a sistemas de transmisión.....     | 48 |
| 4.6.1 Estudios de Impacto solicitados por el CDEC.....                              | 48 |
| 4.6.2 Estudios de Impactos solicitados por el propietario de las instalaciones..... | 50 |
| 4.7 Contratos de Conexión.....  | 51 |
| 4.7.1 Sistema Troncal.....  | 51 |
| 4.7.2 Sistemas de Subtransmisión.....   | 51 |
| 4.7.3 Sistemas Adicionales.....   | 51 |
| 4.8 Peajes del Sistema de Transmisión: Cargos por uso de redes.....                 | 51 |
| 4.8.1 Peajes en el sistema troncal.....   | 52 |
| 4.8.2 Peajes en el sistema de subtransmisión.....                                   | 53 |
| 4.8.3 Peajes en el sistema de transmisión adicional.....                            | 53 |
| 4.9 CASO: PV San Pedro.....   | 54 |
| 4.9.1 Descripción del proyecto.....   | 54 |
| 4.9.2 Punto de conexión.....  | 54 |
| 4.9.3 Estudio Prefactibilidad.....  | 56 |
| 4.9.4 Estudio de Impacto.....   | 59 |
| 4.9.5 Estudios Adicionales.....   | 60 |
| 4.9.6 Pruebas de Puesta en Servicio.....  | 61 |
| 4.9.7 Puesta en Servicio.....   | 61 |

## V. CONEXIÓN A SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

63

|   |    |
|---|----|
| 5.1 Normativa de conexión y operación.....  | 63 |
| 5.1.1 Aspectos Regulatorios para PMGD.....  | 63 |
| 5.1.2 Aspectos normativos para la conexión de PMGD.....   | 64 |
| 5.1.3 Aspectos Regulatorios para la conexión de generación ERNC Pequeña Escala.....             | 65 |
| 5.1.4 Aspectos normativos para la conexión de generación ERNC Pequeña Escala.....               | 65 |
| 5.2 Etapas de la conexión al sistema.....   | 66 |
| 5.2.1 Proceso de conexión para PMGD.....  | 66 |
| 5.2.1.1 Información del operador.....   | 67 |
| 5.2.1.2 Elaboración de Estudios.....  | 68 |
| 5.2.1.3 Montajes, pruebas y puesta en servicio.....   | 70 |
| 5.2.1.4 Operación.....  | 73 |
| 5.2.2 Proceso de conexión para proyectos de pequeña escala (Ley de Generación Distribuida)..... | 75 |
| 5.2.2.1 Información del operador.....   | 76 |
| 5.2.2.2 Montaje.....  | 77 |
| 5.2.2.3 Protocolos y pruebas antes de la puesta en servicio.....                                | 79 |
| 5.2.2.4 Operación.....  | 79 |
| 5.3 Caso 2: PMGD Rio Bueno.....   | 80 |
| 5.3.1 Descripción del proyecto.....   | 80 |
| 5.3.2 Punto de conexión.....  | 80 |

|       |                                    |    |
|-------|------------------------------------|----|
| 5.3.3 | Permisos.....                      | 82 |
| 5.3.4 | Estudio de Prefactibilidad.....    | 82 |
| 5.3.5 | Estudio de Impacto.....            | 84 |
| 5.3.6 | Estudios Adicionales.....          | 85 |
| 5.3.7 | Pruebas de Puesta en Servicio..... | 85 |
| 5.3.8 | Puesta en Servicio.....            | 85 |

## ÍNDICE DE FIGURAS

|   |    |
|---|----|
| Figura 1.1: Sistemas eléctricos nacionales .....  | 4  |
| Figura 1.2: Demanda de energía eléctrica y crecimiento histórico .....  | 5  |
| Figura 1.3: Esquema del mercado eléctrico de Chile .....  | 8  |
| Figura 1.4: Clasificación de medios de generación renovables no convencionales .....  | 10 |
| Figura 1.5: Clasificación del sistema de transmisión .....  | 11 |
| Figura 1.6: Evolución de generación ERNC, periodo 2000-2013 .....   | 13 |
| Figura 1.7: Evolución de la Ley 20.257. Marzo, 2014 .....   | 13 |
| Figura 1.8: Cuota Ley 20.257 versus 20.698. Abril,2014 .....  | 13 |
| Figura 1.9: Evolución de energía afecta a Ley 20.257 y 20.698. Abril,2014 .....   | 14 |
| Figura 2.1: Esquema de pago en el mercado eléctrico chileno .....   | 18 |
| Figura 2.2: Operación comercial del pool .....  | 19 |
| Figura 2.3. Operación comercial del pool en la hora "h" .....   | 19 |
| Figura 2.4: Curva de oferta de generación del SIC .....   | 19 |
| Figura 2.5: Transferencias de potencia en el mercado spot .....   | 20 |
| Figura 2.6: Evolución costos marginales y precios de contratos en ambos sistemas mayores .....                              | 21 |
| Figura 2.7: Concepto de remuneración en el mercado eléctrico .....  | 22 |
| Figura 3.1: Etapas del proceso de desarrollo de ingeniería de conexión al sistema .....                                     | 29 |
| Figura 3.2. Diagrama de flujo etapas de identificación de alternativas de conexión .....                                    | 30 |
| Figura 3.3. Diagrama de flujo etapas de evaluación de alternativas de conexión .....  | 31 |
| Figura 3.4. Diagrama de flujo tramitación de concesión. Fuente: SEC .....   | 34 |
| Figura 3.5: Conexión transformador y línea mediante interruptor .....   | 35 |
| Figura 3.6: Conexión transformador y línea sin interruptor .....  | 35 |
| Figura 3.7: Etapas del proceso de conexión a redes eléctricas .....   | 37 |
| Figura 4.1: Resumen etapas de conexión al sistema de distribución .....   | 44 |
| Figura 4.2: Ejemplos de identificación de punto de conexión .....   | 45 |
| Figura 4.3: Etapas del proceso de conexión al SING .....  | 47 |
| Figura 4.4: Etapas del proceso de conexión al SIC .....   | 48 |
| Figura 4.5: Exención de pago de peaje troncal según potencia para PMGDO .....   | 53 |
| Figura 4.6: Ubicación geográfica planta solar San Pedro .....   | 54 |
| Figura 4.7: Alternativa 1 de conexión .....   | 55 |
| Figura 4.8: Alternativa 2 de conexión .....   | 55 |
| Figura 4.9: Resultado flujo de potencia Alternativa 1 .....   | 57 |
| Figura 4.10: Resultado flujo de potencia Alternativa 1 .....  | 57 |
| Figura 4.11: Sistema aguas abajo .....  | 58 |
| Figura 4.12: Diagrama Eléctrico de la Conexión .....  | 60 |
| Figura 5.1: Procedimiento de conexión según D.S. 244 .....  | 65 |
| Figura 5.2: Diagrama flujo procedimiento para la conexión de PMGD en las redes de distribución .....                        | 66 |
| Figura 5.3: Procedimiento de conexión según D.S. 244 .....  | 67 |
| Figura 5.4: Diagrama flujo procedimiento para la conexión de proyectos de pequeña escala en las redes de distribución ..... | 75 |
| Figura 5.5: Ubicación geográfica PMGD Río Bueno .....   | 80 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 5.6: Diagrama unilineal posible punto de conexión 1             | 81 |
| Figura 5.7: Diagrama unilineal posible punto de conexión 2             | 81 |
| Figura 5.8: Resultados análisis de prefactibilidad punto de conexión 1 | 82 |
| Figura 5.9: Diagrama unilineal posible punto de conexión 2             | 83 |

## ÍNDICE DE TABLAS

|  |           |
|--|-----------|
| Tabla 1.1: Capacidad instalada en ERNC en sistemas nacionales a agosto de 2014                               | 12        |
| Tabla 3.1: Marco regulatorio aplicable a la conexión según clasificación de redes                            | 29        |
| Tabla 3.2: Valor estimado de inversión Líneas 220 KV-US\$/km   | 34        |
| Tabla 3.3: Valor estimado de inversión Líneas 110 KV-US\$/km   | 34        |
| Tabla 3.4: Valor estimado de inversión Líneas 66 KV-US\$/km  | 34        |
| Tabla 3.5: Valor estimado de inversión Líneas 500 KV-US\$/km   | 34        |
| Tabla 3.6: Conductores utilizados en media tensión (1 KV-23 KV)  | 36        |
| Tabla 4.1: Marco regulatorio aplicable a conexión a nivel de sistemas de transmisión                         | 42        |
| Tabla 4.2: Dispocisiones específicas sobre tecnologías ERNC en NTSCS   | 43        |
| Tabla 4.3: Datos técnicos central San Pedro  | 54        |
| Tabla 4.4: Capacidades de alternativas de conexión   | 56        |
| Tabla 4.5: Características del transformador de la subestación seccionadora San Pedro                        | 56        |
| Tabla 4.6: Resultados análisis de prefactibilidad  | 56        |
| Tabla 4.7: Tensiones barras punto de conexión 1  | 56        |
| Tabla 4.8: Tensiones barras punto de conexión 2  | 56        |
| Tabla 4.9: Incremento de pérdidas en el sistema  | 56        |
| Tabla 4.10: Resultados análisis de prefactibilidad líneas aguas abajo  | 58        |
| Tabla 4.11: Valor de Inversión (Miles de US\$)   | 58        |
| Tabla 4.12: Escenarios evaluados para el estudio de impacto  | 60        |
| Tabla 5.1: Marco regulatorio aplicable a conexión a nivel de PMGD`s a sistemas de distribución               | 64        |
| Tabla 5.2: Marco regulatorio aplicable a conexión de proyectos de pequeña escala a redes de distribución     | 65        |
| Tabla 5.3: Acciones a realizar por entidades involucradas en etapa de información del operador               | 67        |
| Tabla 5.4: Acciones a realizar por entidades involucradas en etapa de estudios                               | 69        |
| Tabla 5.5: Acciones que deben realizar las entidades involucradas en etapa de protocolos y pruebas           | 71        |
| Tabla 5.6: Acciones que deben realizar las entidades involucradas en etapa de puesta en servicio y operación | 73        |
| Tabla 5.7: Acciones que deben realizar las entidades involucradas en etapa de información del operador       | 76        |
| Tabla 5.8: Acciones que deben realizar las entidades involucradas en etapa de elaboración de estudios        | 77        |
| Tabla 5.9 : Acciones a realizar por las entidades involucradas en etapa de protocolos y pruebas              | 79        |
| Tabla 5.10 :Acciones que deben realizar las entidades involucradas en etapa de operación                     | 79        |
| Tabla 5.11: Parámetros PMGD Rio Bueno  | 80        |
| Tabla 5.12: Características del alimentador Ranco  | 82        |
| Tabla 5.13: Resultados análisis de prefactibilidad   | 82        |
| Tabla 5.14: Comparación de conductores   | 83        |
| Tabla 5.15: Valorización alternativa 1 de conexión   | 83        |
| Tabla 5.16: Valorización alternativa 2 de conexión   | 84        |
| Tabla 5.17: Características del conductor a utilizar para conexión   | 84        |
| Tabla 5.18: Características del transformador S/E Rio Bueno  | 84        |
| Tabla 5.19: Perfil de tensión en los puntos del alimentador  | 85        |
| Tabla 5.20: factor de potencia del alimentador   | 85        |
| <b>ANEXO</b>   | <b>87</b> |



# GLOSARIO

A continuación, se entrega una lista de las abreviaturas utilizadas en el texto:

|                |   |
|----------------|---|
| <b>AIC</b>     | Área de Influencia Común                                  |
| <b>CDEC</b>    | Centro de Despacho Económico de Carga                     |
| <b>CER</b>     | Centro de Energía Renovable                               |
| <b>CMG</b>     | Costo marginal  |
| <b>CONAMA</b>  | Comisión Nacional del Medio Ambiente                      |
| <b>COREMA</b>  | Comisión Regional del Medio Ambiente                      |
| <b>CNE</b>     | Comisión Nacional de Energía                              |
| <b>CORFO</b>   | Corporación de Fomento de la Producción                   |
| <b>DFL</b>     | Decreto con fuerza de Ley                                 |
| <b>D.S.</b>    | Decreto Supremo   |
| <b>ERNC</b>    | Energías Renovables No Convencionales                     |
| <b>FP</b>      | Factor de planta  |
| <b>GEI</b>     | Gases de efecto invernadero                               |
| <b>GNL</b>     | Gas natural licuado                                       |
| <b>HNC</b>     | Hidráulico no convencional                                |
| <b>ICC</b>     | Informe de criterios de conexión                          |
| <b>IFOR</b>    | Tasa de fallas forzada del generador i                    |
| <b>KV</b>      | Kilovolt  |
| <b>KW</b>      | Kilowatt  |
| <b>KWH</b>     | Kilowatthora  |
| <b>LGSE</b>    | Ley General de Servicios Eléctricos                       |
| <b>LOLPDM</b>  | Probabilidad de pérdida de carga en demanda máxima        |
| <b>MGNC</b>    | Medio de Generación no Convencional                       |
| <b>MP</b>      | Margen de potencia  |
| <b>MRT</b>     | Margen de reserva teórico                                 |
| <b>MW</b>      | Megawatt  |
| <b>MWE</b>     | Megawatt eléctrico  |
| <b>MWH</b>     | Megawatthora  |
| <b>MVA</b>     | Megavoltamperio   |
| <b>NSEC4</b>   | Norma técnica de instalaciones de consumo en baja tensión |
| <b>NTCO</b>    | Norma Técnica de Conexión y Operación                     |
| <b>NTSCS</b>   | Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio          |
| <b>O&amp;M</b> | Operación y mantenimiento                                 |
| <b>PM</b>      | Potencia máxima   |
| <b>PMG</b>     | Pequeño Medio de Generación                               |
| <b>PMGD</b>    | Pequeño Medio de Generación Distribuido                   |
| <b>PN</b>      | Precio de nudo  |
| <b>RME</b>     | Resolución Ministerial Exenta                             |
| <b>SCR</b>     | Solicitud de Conexión a la Red                            |
| <b>SEC</b>     | Superintendencia de Electricidad y Combustibles           |
| <b>SEIA</b>    | Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental                |
| <b>SD</b>      | Sistema de distribución                                   |
| <b>SIC</b>     | Sistema Interconectado Central                            |
| <b>SING</b>    | Sistema Interconectado del Norte Grande                   |
| <b>SPOTG</b>   | Precio spot generador                                     |
| <b>SPOTL</b>   | Precio spot consumo                                       |
| <b>SSCC</b>    | Servicios Complementarios                                 |
| <b>UTM</b>     | Unidad Tributaria Mensual                                 |
| <b>VAD</b>     | Valor Agregado de Distribución                            |





# INTRO DUCCIÓN

El Centro de Energías Renovables (CER) tiene al agrado de poner a disposición de la industria energética, este “Manual de conexión”, guía clave para que el desarrollador de proyectos de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), conozca los pasos esenciales que debe llevar adelante para conectar su central a la red y asegurar el éxito del proyecto.

Esta herramienta busca entregar claridad respecto de los aspectos fundamentales que deben considerarse al momento de gestionar la conexión de un proyecto ERNC a los sistemas de transmisión eléctrica, aportando información clave sobre la normativa, trámites y los procedimientos necesarios para asegurar el éxito del proyecto y prevenir complicaciones futuras.

El contenido de este manual fue elaborado por un equipo de especialistas del CER y validado con la industria. El levantamiento de información se realizó con estricto apego a la tramitación estándar para conectar proyectos de ERNC a la red.

Agradecemos la labor de los consultores, académicos y actores del mundo privado, que aportaron a la redacción y edición de este documento, que viene a engrosar la serie de guías y manuales que ha elaborado el CER para mejorar el acceso a información y conocimiento en torno a las energías renovables y su incorporación a la matriz energética.

Con el fin de facilitar el acceso a este y otros materiales que facilitan la realización de proyectos ERNC, el CER ha puesto a disposición del público todas las guías y manuales en el sitio Web de la institución.







## CAPÍTULO I

# EL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE

## 1.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SECTOR ELÉCTRICO

Los actores del sector eléctrico en Chile que participan en el mercado se dividen en tres segmentos, Generadoras, Transmisoras y Distribuidoras, mientras que el segmento de consumidores finales, está dividido entre clientes regulados y clientes libres. Esta estructura del mercado fue adoptada tras la aprobación de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), DFL N°1 de 1982 y se mantiene vigente hasta hoy en el DFL N°4. En la ley se establece que las inversiones en el sector eléctrico son realizadas por empresas privadas, con el objetivo de expandir en forma continua los sectores de generación, transmisión y distribución, incrementando y facilitando el acceso de la población al uso de la energía eléctrica. En dicho contexto, el rol del Estado y los organismos públicos queda circunscrito a acciones de regulación, fiscalización, fijación de la normativa técnica y dictación de políticas de desarrollo según los cuerpos legales vigentes.

En la industria eléctrica nacional participan aproximadamente 70 empresas generadoras, 10 empresas transmisoras y 31 empresas distribuidoras. La capacidad instalada de generación eléctrica se encuentra distribuida en dos sistemas mayores (mayores a 200 MW), el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC) y los Sistemas Medianos (Mayor de 1,5 MW y menor que 200 MW) de Aysén y Magallanes, junto con otros cuatro sistemas medianos adicionales.





## Sistemas eléctricos del país:

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que abastece la zona norte, principalmente a los grandes consumos mineros del país. El SING une en 220 kV desde Arica hasta Antofagasta.
- Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre la zona centro y parte del sur del país. El SIC abarca en 220 kV o 500 kV, según el tramo, desde Tal-Tal hasta Puerto Montt (e incluso hasta Quellón, en la isla de Chiloé, en tensiones más bajas).
- Sistemas de Aysén y Magallanes, que cubren las dos regiones del extremo austral de Chile.
- Existen adicionalmente otros sistemas medianos en Cochamó, Hornopirén, Isla de Pascua y Puerto Williams.

La capacidad instalada a abril del 2014 llegó a un total de 17.628 MW, según se muestra en la Figura 1.1.

|                      |                    |
|----------------------|--------------------|
| SIC -----            | <b>14 165,3 MW</b> |
| SING -----           | <b>4 704,9 MW</b>  |
| Aysén -----          | <b>46,7 MW</b>     |
| Magallanes -----     | <b>103,4 MW</b>    |
| Los Lagos -----      | <b>5,4 MW</b>      |
| Isla de Pascua ----- | <b>3,1 MW</b>      |



Arica y Parinacota  
Tarapacá  
Antofagasta

### Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

**4.704,9 MW**  
**24,7%**

Atacama  
Coquimbo  
Valparaíso  
Región Metropolitana  
Lib. B. O'Higgins  
Maule  
Araucanía  
Los Ríos  
Los Lagos

### Sistema Interconectado Central (SIC)

**14.165,3 MW**  
**74,47%**

Aysén

### Sistema de Aysén

**46,7 MW**  
**0,2%**

Magallanes

### Sistema de Magallanes

**103,4 MW**  
**0,5%**

Figura 1.1: Sistemas eléctricos nacionales.  
Fuente: CNE.



La evolución de la demanda de energía eléctrica en el país y las tasas de crecimiento anual observadas para el período 1960–2014, se muestran en la Figura 1.2. En dicho periodo, se aprecia una tasa de crecimiento promedio en torno al 5%.

Sin embargo, en la última década la tasa se situó en torno al 7%. El comportamiento exponencial del crecimiento de la demanda de energía hace suponer un escenario de inversiones necesarias para satisfacer la demanda de cara a los próximos años. Por otra parte, es interesante constatar que el consumo eléctrico presentó nulas tasas de crecimiento durante el periodo 2007 a 2009, recuperándose en los años 2010 y 2014 con valores cercanos al 5%.

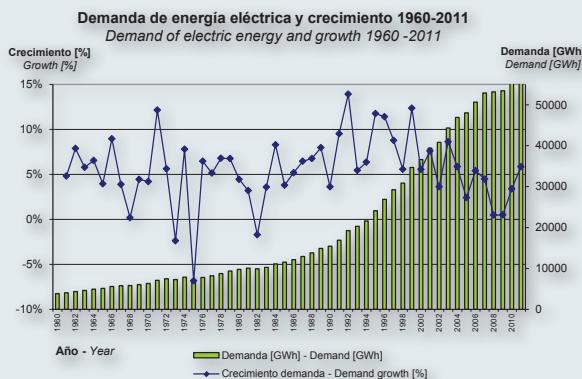


Figura 1.2: Demanda de energía eléctrica y crecimiento histórico. Fuente: CNE.

## 1.2 MARCO INSTITUCIONAL

En Chile, existen diferentes instituciones y organismos cuya gestión y actividad normativa está vinculada directamente al sector eléctrico. En este segmento, presentamos aquellas que participan de manera más relevante en el ámbito de la política, regulación y fomento del segmento energético.

### 1.2.1 MINISTERIO DE ENERGÍA

Es el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector energía. Creado por la Ley 20.402 que entró en vigencia el 1 de febrero de 2010. Su objetivo es elaborar y coordinar los planes, políticas y reglamentos para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aque-

llas materias relacionadas con el desarrollo energético. La Ley establece que el ámbito de competencia del Ministerio está centrado en todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transmisión, transporte, importación y exportación, almacenamiento, distribución, consumo, uso eficiente, y cualquiera otra que concierne a la electricidad, carbón, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, y demás fuentes energéticas.

Asimismo, la creación del Ministerio del ramo reorganizó las atribuciones del sector público en lo referido al ámbito energético, concentrando en esta nueva institución las funciones propias del sector y que previamente se encontraban en los Ministerios de Minería y de Economía, Fomento y Turismo. Se modificó la dependencia de la Comisión Nacional Energía (CNE), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CCHEN), que pasaron a relacionarse con el Presidente de la República a través de la cartera de Energía.

### 1.2.2 COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE)

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es un organismo fiscal, autónomo y descentralizado, que se relaciona con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía, creado por el Decreto Ley 2.224 del 25 de mayo de 1978 y modificado por la Ley 20.402 que creó el Ministerio de Energía.

Es un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objetivo de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica. Sus funciones son:

- Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la ley.
- Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley.
- Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia.
- Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo.



La CNE realiza una planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, elabora los reglamentos y normas; le corresponde efectuar el cálculo de tarifas a clientes regulados, entre otras actividades que se encuentran expresamente indicadas en la ley. La administración de la CNE corresponde a un Secretario Ejecutivo, quien es el Jefe Superior del Servicio y tiene su representación legal, judicial y extrajudicial.

### **1.2.3 SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES (SEC)**

Servicio funcionalmente descentralizado, que se relaciona con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía. Fue creada el 22 de mayo del año 1985, mediante la publicación en el Diario Oficial de la Ley 18.410 orgánica de la SEC. Su tarea es fiscalizar y supervisar el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presenten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas, y que las citadas operaciones y el uso de los recursos energéticos no constituyan peligro.

Las facultades, funciones y atribuciones de la SEC pueden consultarse en el sitio web del organismo [www.sec.cl](http://www.sec.cl).

### **1.2.4 CENTROS DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA (CDEC)**

Son órganos de derecho privado encargados de coordinar la operación del sistema eléctrico, tienen sus funciones definidas en la Ley Eléctrica y en el Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 291 del 4 de octubre de 2008, modificado por el Decreto Supremo N° 115 del 5 de agosto del 2013.

Los CDEC tienen la responsabilidad de:

- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión troncal y de subtransmisión.
- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión adicionales de acuerdo a lo establecido en el inciso final del artículo 77º de la Ley.

- Determinar las transferencias económicas entre los integrantes y/o coordinados del CDEC, según corresponda.
- Elaborar los estudios e informes requeridos por la Comisión Nacional de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles o el Ministerio de Energía, dentro de la esfera de sus respectivas atribuciones, y las demás que establece la normativa vigente.
- Realizar periódicamente análisis y estudios sobre los requerimientos y recomendaciones de expansión de la transmisión de corto, mediano y largo plazo.
- Preservar la seguridad global del sistema eléctrico coordinando su operación.
- Garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.
- Garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión (liquidar los pagos en transmisión, licitar los proyectos de expansión de la transmisión troncal).
- Determinar los costos marginales de energía y las transferencias económicas entre los integrantes del CDEC.

Los dos sistemas interconectados mayores presentes en Chile, Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado Norte Grande (SING), poseen su respectivo CDEC (CDEC-SIC y CDEC-SING), que coordinan la operación de cada sistema.

Integran los CDEC todas aquellas empresas que posean instalaciones de generación, transmisión, subtransmisión y transmisión adicional, junto a clientes libres conectados directamente a instalaciones de transmisión. Sin embargo, de acuerdo con la reglamentación, pueden abstenerse de conformar el CDEC las empresas que cumplan con las siguientes características:

- Empresas propietarias de centrales eléctricas, cuya capacidad instalada total sea inferior a 9 MW.
- Empresas que posean la calidad de autoproductor, cuyos excedentes totales de capacidad instalada de generación sean inferiores a 9 MW.
- Empresas propietarias de instalaciones de transmisión troncal, cuyos tramos de líneas de transmisión troncal no superen, en total, los 100 kilómetros.
- Empresas propietarias de instalaciones de sub-



transmisión cuyos tramos de líneas de subtransmisión no superen, en total, los 100 kilómetros.

- Empresas propietarias de instalaciones de transmisión adicionales, cuyos tramos de líneas de transmisión adicional no superen, en total, 100 kilómetros.
- Clientes libres cuya barra de consumo por medio de la cual se conectan a un sistema de transporte tenga una potencia total en dicha barra inferior a 4 MW. Cabe mencionar que si bien las empresas pueden abstenerse de participar de la organización del CDEC, aún así deben estar coordinadas en la operación y cumplir con los Procedimientos de esta institución.

El directorio de los CDEC, estará conformado por:

- 1 representante del segmento que corresponde a los Integrantes propietarios de centrales eléctricas cuya capacidad instalada total sea inferior a 200 MW.
- 1 representante del segmento que corresponde a los Integrantes propietarios de centrales eléctricas cuya capacidad instalada total sea igual o superior a 200 MW.
- 1 representante del segmento que corresponde a los Integrantes propietarios de instalaciones de transmisión troncal.
- 1 representante del segmento que corresponde a los Integrantes propietarios de instalaciones de subtransmisión, y
- 1 representante del segmento que corresponde a los Integrantes clientes libres abastecidos directamente desde instalaciones de un sistema de transmisión.

Cada CDEC a su vez se conforma por cuatro direcciones que son, la Dirección de Operación, Dirección de Peajes, Dirección de Planificación y Desarrollo, y Dirección de Administración y Presupuesto.

## 1.2.5 CENTRO DE ENERGÍAS RENOVABLES (CER)

El Centro de Energías Renovables se creó a mediados de 2009, con el objetivo de promover y facilitar el desarrollo de la industria de las ERNC, articulando esfuerzos públicos y privados que ayudaran a optimizar el uso del potencial de recursos energéticos renovables no convencionales existentes en Chile, contribuyendo al logro de una matriz

sustentable, segura, inclusiva y a precios razonables.

El CER es un proveedor de insumos para el Ministerio de Energía para el diseño de las nuevas políticas en esta materia y de CORFO en la implementación de líneas de acción concretas a favor de la industria y los distintos segmentos que participan del mercado de las energías renovables.

El CER tiene una dirección ejecutiva y un Consejo directivo que es presidido por el Ministro de Energía y está conformado además por otros siete Ministerios. No obstante, el Gobierno anunció en mayo de 2014, la ampliación de las tareas del CER, creando para ello el Centro para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES), organismo que está llamado a continuar las labores del CER, aunque concentrando sus esfuerzos en apoyar el desarrollo de una industria local ligada a las ERNC.

## 1.2.6 PANEL DE EXPERTOS

El Panel de Expertos es un órgano regulado en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), N ° 19.940, con atribución exclusiva para el sector eléctrico, con competencia acotada, integrado por profesionales expertos, cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica que le deben ser sometidas conforme a la Ley y conflictos que pueden generarse entre dos o más empresas del sector eléctrico que acuerden voluntariamente someterse a la resolución que emita el organismo.

La institución la integran siete profesionales de amplia trayectoria profesional o académica. Cinco de ellos deben ser ingenieros o licenciados en ciencias económicas, nacionales o extranjeros, y dos deben ser abogados. Los integrantes y un secretario abogado son designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC), mediante un concurso público por períodos de seis años. La composición se renueva en forma parcial cada tres años.

## 1.2.7 RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS

En el caso de proyectos ERNC y dependiendo del tipo de proyecto, del sistema eléctrico al que se conecta (distribución, subtransmisión, transmisión) y del modelo de comercialización elegido (fuera del mercado mayorista, participación en el mercado spot, contratos de suministro), las discrepancias y conflictos que se susciten entre los actores del mercado



eléctrico con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica serán resueltas por una de las siguientes instituciones:

- Panel de Expertos.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

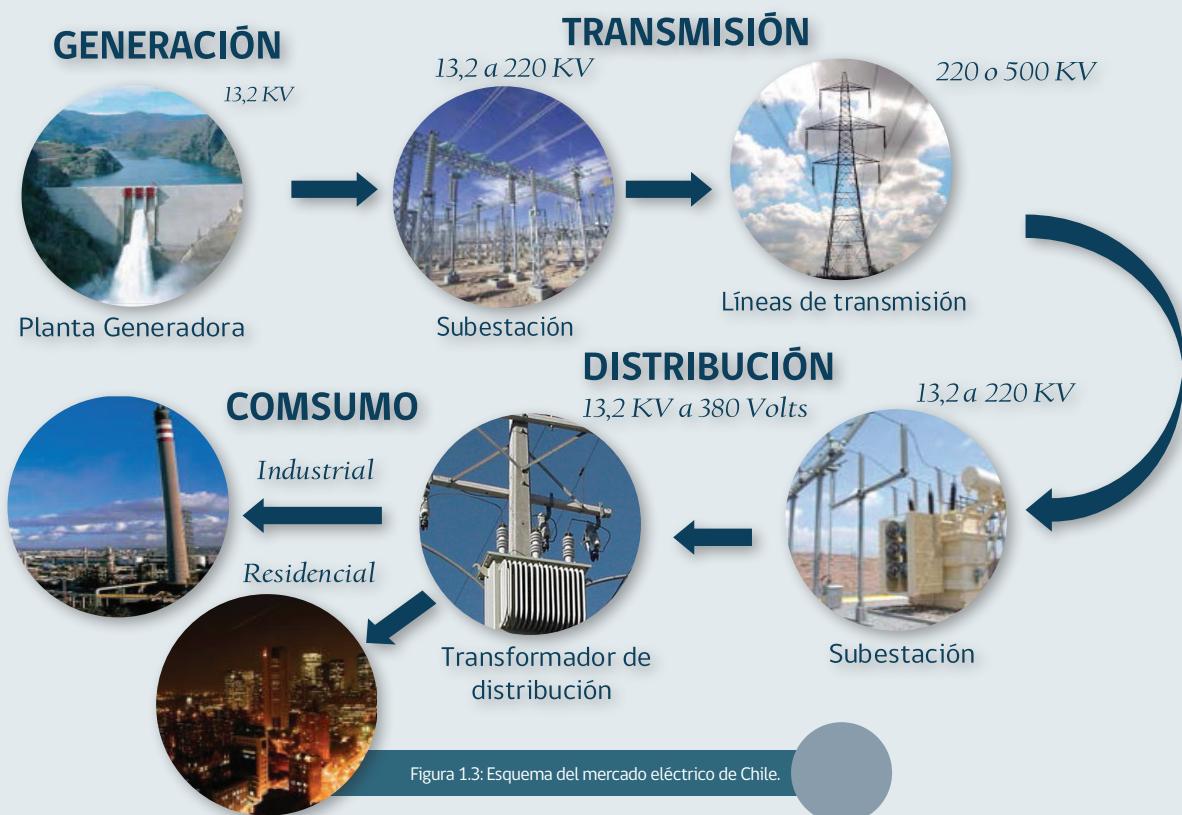
Para cada tema en discrepancia, la normativa del sector estipula la institución encargada de resolver el conflicto específico.

### 1.3 AGENTES DEL MERCADO

El mercado eléctrico en Chile es operado por 81 empresas privadas (Ver Figura 1.3). Las generadoras, según el tipo de fuente energética que posean, producen la energía para

cumplir con los contratos de suministro con los clientes libres, empresas distribuidoras o simplemente inyectarla a la red al mercado spot en caso de no contar con contratos. Las empresas de transmisión realizan el transporte de la energía, generalmente en largas distancias. Las distribuidoras, reciben la energía eléctrica para abastecer a clientes en media o baja tensión dentro del área de concesión de distribución.

De esta forma, en el mercado de electricidad se han separado las actividades de generación, transmisión y distribución, cada una de las cuales tiene un tratamiento regulatorio diferenciado. En el caso de la generación, debe verificarse la inexistencia de economías de escala significativas, de modo de favorecer la competencia en la etapa de producción de electricidad, y así impulsar precios por medio del esquema de costos marginales.





En el caso de la distribución, se concibe que las economías de escala no sean significativas para empresas de distinto tamaño con densidad de carga similar. Esto se traduce en que al aumentar el volumen de potencia distribuida por efectos de ampliación de la zona de cobertura, sin cambios notables de densidad, los costos medios se mantienen en niveles similares. Por el contrario, si el volumen de potencia distribuida aumenta en una superficie constante, se verifican disminuciones relevantes en los costos medios. Este efecto es llamado economías de densidad, y caracteriza a la actividad de distribución como monopolio natural en una zona de características dadas, aunque permite la existencia de una diversidad de empresas de distinto tamaño operando en zonas distintas, con tarifas iguales para todas las empresas de densidad similar. Las señales de eficiencia se obtienen por medio de la implementación de un sistema de precios por zona tipo, con la determinación de los costos incurridos por una empresa ficticia eficiente, con la cual deben competir cada una de las distribuidoras de la zona.

La transmisión, por su parte, presenta significativas economías de escala y de densidad, lo cual le otorga carácter de monopolio natural. En este caso, las condiciones de eficiencia general se obtienen utilizando un sistema tarifario que permite cubrir óptimamente los costos de inversión y operación, y definiendo condiciones de acceso no discriminatorio a todos los usuarios.

### 1.3.1 SEGMENTO DE GENERACIÓN

Este segmento está constituido por el conjunto de 40 empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad. Se caracteriza por ser un mercado competitivo, con economías de escala en los costos variables de operación y en el cual los precios reflejan el costo marginal de producción.

La matriz de generación eléctrica nacional, se conforma principalmente por generadoras térmicas e hidráulicas, donde las térmicas utilizan como combustibles principales el gas natural, carbón y los derivados del petróleo. Las fuentes de generación convencionales corresponden a centrales hidráulicas de gran tamaño, térmicas a base de combustible fósiles, centrales nucleares, etc.

La denominada "Ley ERNC" (Ley 20.257) modificó la LGSE incorporando la definición de medios de generación

renovables no convencionales (ERNC), definiéndolos como:

- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseoso. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kW.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural de la tierra.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.
- Otros medios de generación determinados fundamentalmente por la Comisión Nacional de Energía, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

Asimismo, se define a la cogeneración eficiente como toda "instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético, cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kW y que cumpla los requisitos a establecerse en un futuro reglamento. En especial, no se consideran ERNC las instalaciones de cogeneración eficiente a menos que utilicen biomasa como energético primario u otro energético primario tipo renovable".

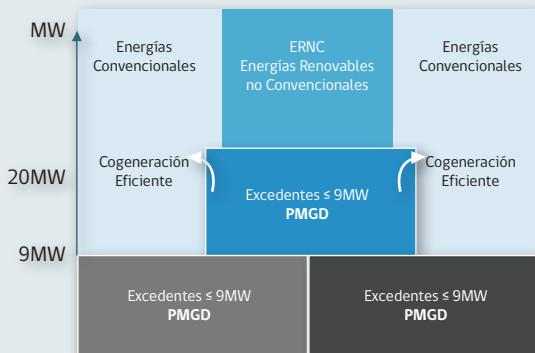


Figura 1.4: Clasificación de medios de generación renovables no convencionales. Fuente: Compendio energético 2011.

#### Nota:

**MGNC:** Medio de Generación no Convencional

**PMG:** Pequeño Medio de Generación

**PMGD:** Pequeño Medio de Generación Distribuido.

### 1.3.2 SEGMENTO DE TRANSMISIÓN

Son las empresas que transportan energía eléctrica desde los centros excedentarios a los deficitarios. Actualmente en el país, los niveles de tensión empleados en el sector de transmisión cubren el rango comprendido entre tensiones mayores a 23 [kV] hasta los 500 [kV].

En Chile, el sistema de transmisión se divide en tres segmentos conocidos como transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional. Con excepción de la transmisión adicional, este segmento es un mercado regulado, donde el peaje o cargo por uso del sistema es determinado por los CDEC respectivos.

**Sistema de Transmisión Troncal:** De acuerdo a lo dispuesto en el DFL N°4, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, estas instalaciones deben cumplir con las siguientes características:

- La tensión nominal de la línea de transmisión debe ser mayor o igual a 220kV.
- La magnitud de los flujos en estas líneas no está determinada por el consumo de un número reducido de consumidores.
- Los flujos en las líneas no son atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una

central generadora o de un grupo reducido de centrales.

- Las líneas poseen tramos con flujos bidireccionales relevantes.

A la fecha de edición de este manual, para el SIC el sistema de transmisión troncal comprende las instalaciones energizadas a niveles de tensión superior o igual a 220kV entre los nudos Diego de Almagro y Puerto Montt, y a su vez el área de influencia común (AIC) de las instalaciones ubicadas entre las barras Nogales y Charrúa. El AIC se define en el artículo 102 c) de la LGSE como "el área, fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características:

- Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema;
- Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema, y
- Que la densidad de la utilización, dada por el cociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del V.I. de las instalaciones del área de influencia común respecto del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima."

En el caso del SING, el Sistema de Transmisión Troncal corresponde a las instalaciones comprendidas entre los nudos S/E Tarapacá - S/E Atacama, y –además– el AIC de las instalaciones ubicadas entre las barras Encuentro y Atacama.

**Sistema de subtransmisión:** Se entiende por sistema de subtransmisión a aquellas instalaciones que están interconectadas al sistema eléctrico, y dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales, libres o regulados, ubicados en zonas de concesión de empresas distribuidoras.

Adicionalmente, las instalaciones de subtransmisión no pueden calificar como instalaciones troncales de acuerdo a lo definido en el Artículo 74 de la LGSE y que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.

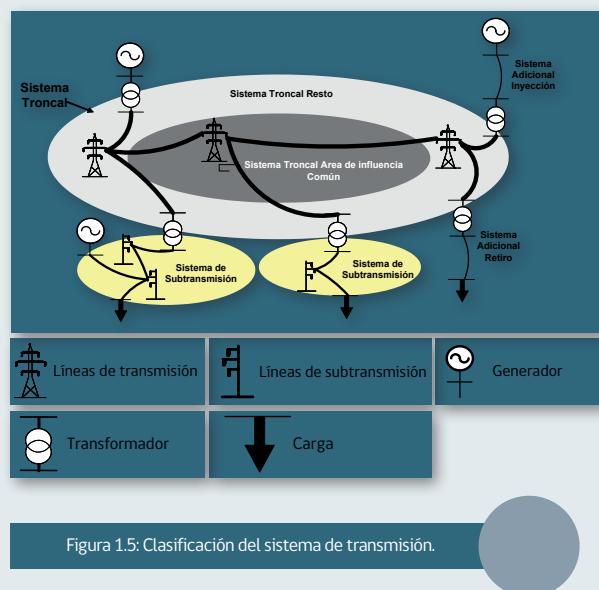


En general, los sistemas de subtransmisión operan a niveles de tensión entre 66 kV y 220 kV.

**Sistemas adicionales:** Los sistemas de transmisión adicionales son aquellos destinados principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sujetos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objeto principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico.

Actualmente, en el SING existen 105 líneas de transmisión adicionales en niveles de tensión entre 66 y 345 kV. Mientras que en el SIC el número asciende a 380 y utiliza niveles de tensión entre 33 y 500 kV.

En el SING, la total longitud de líneas instaladas corresponde a 7.099 km y una capacidad instalada de 19.723 MVA (megavoltamperio), en cambio en el SIC la longitud total de líneas de transmisión instaladas es de 12.918 km.



### 1.3.3 SEGMENTO DE DISTRIBUCIÓN

Son las empresas con concesión de servicio de distribución en una zona geográfica determinada. Fundamentalmente, operan y mantienen las instalaciones de distribución en un mercado que es regulado por la CNE, a través del Valor Agregado de Distribución (VAD) y por precios de licitaciones de energía, los cuales son transferidos a los clientes regulados. De acuerdo a la CNE, los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten llevar la electricidad hasta los consu-

midores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados.

Los sistemas eléctricos de distribución se desarrollan sobre la base de la localización y crecimiento de la demanda. El crecimiento horizontal (geográfico) de la demanda corresponde al incremento de la población y las viviendas, el cual está ligado a los planes de desarrollo urbano. Por otra parte, el crecimiento vertical (intensidad de consumo) de la demanda, se relaciona con el incremento del ingreso y el desarrollo tecnológico asociado a mayor acceso en equipos electrodomésticos en el sector residencial y de automatización en el sector industrial.

Las empresas que poseen la mayor cantidad de clientes regulados son Chillectra y CGE Distribución, que operan en el sector que concentra el 51% de la población. En conjunto, ambas poseen el 53,86 % del total de clientes regulados del país, 5.203.805 de clientes regulados aproximadamente.

De acuerdo a lo estipulado en el Reglamento de la LGSE, DS 327/1997, se determina que en los Sistemas de Distribución (SI) se diferencian dos niveles de tensión:

- Alta tensión en distribución: definida para tensiones entre 400 V y 23.000 V.
- Baja tensión en distribución: definida para tensiones inferiores a 400 V.

De acuerdo con lo anterior, los alimentadores de los sistemas de distribución (alta tensión en distribución) operan en diferentes tensiones comprendidas entre los rangos especificados, como por ejemplo: 12, 15 y 23 kV. Por otro lado, las redes de distribución de baja tensión operan a 220/380 V.

### 1.3.4 CLIENTE REGULADO

Los clientes regulados son aquellos para los cuales el precio y la calidad de suministro son regulados según el cálculo tarifario por la CNE para el periodo correspondiente y las normativas vigentes respectivamente. Se trata de clientes cuya potencia conectada es inferior a 2MW, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria.



### 1.3.5 CLIENTE LIBRE

Se refiere a aquellos consumidores cuya potencia conectada es superior a 2 MW, son clientes no sujetos a regulación de precios y que pueden optar a precios libremente pactados. También pueden ser clientes que, teniendo una potencia conectada menor o igual a 2 MW, cumplen con alguna de las siguientes condiciones:

- Cuando se trate de servicio por menos de doce meses.
- Cuando se trate de calidades especiales de servicio.
- Cuando el momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 MW-km.
- Cuando la potencia conectada del cliente sea superior a 500 KW. En este caso, el cliente tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un periodo mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. El cambio de opción debe ser comunicada a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.

Los clientes libres poseen una mayor capacidad de negociación en virtud de su tamaño, ya que no son clientes exclusivos de la empresa distribuidora a la concesión que pertenecen, sino que puede pactar los precios libremente con las empresas generadoras o distribuidora.

## 1.4 ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONAL (ERNC)

La legislación nacional define a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) como aquellas generadoras que utilizan como fuente la energía solar, eólica, hidráulica de pequeña escala (< 20MW), geotérmica, biogás y biomasa.

La incorporación de las ERNC se ha concentrado especialmente en el SIC, que actualmente posee casi el 90% del total de ERNC instalada en el país, correspondientes a centrales del tipo eólica, centrales minihidráulicas biomasa, solar y biogás. El SING posee a abril del 2014 el 9% de la capacidad total instalada, destacando dos pequeñas centrales hidroeléctricas (El Toro y Alto Hospicio) con una capacidad de 1,1 MW cada una y Chapiquiña de

10,1 MW, así como el parque eólico Valle de los Vientos de 90 MW y centrales fotovoltaicas, donde destaca Pozo Almonte con una potencia instalada de 23,5 MW.

Algunos de los hitos relevantes para las ERNC en 2014, han sido la puesta en operación de la planta Amanecer Solar de CAP (Región de Atacama), hasta la fecha, la fotovoltaica más grande de Latinoamérica, el inicio de la construcción de la primera planta de Concentración Solar de Potencia (CSP) en la región y que tendrá una potencia de 100 MW y la construcción del parque eólico El Arrayán, cuya generación de energía está íntegramente destinada a la industria minera.

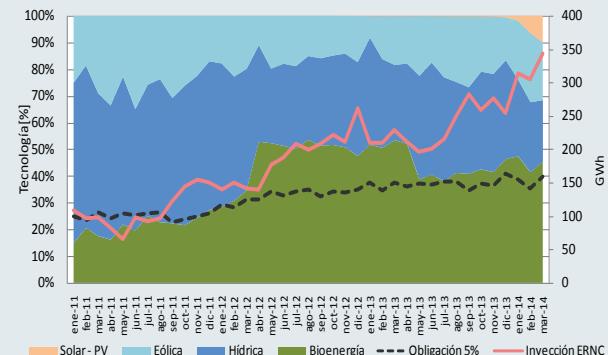
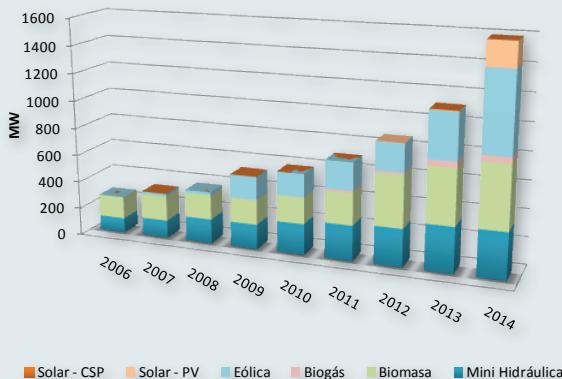
Tabla 1.1: Capacidad instalada en ERNC en sistemas nacionales a agosto de 2014.

| Estado             | Operación [MW] | Construcción [MW] | RCA aprobada [MW] | En calificación [MW] |
|--------------------|----------------|-------------------|-------------------|----------------------|
| <b>Biomasa</b>     | 461            | 22                | 94                | 94                   |
| <b>Biogás</b>      | 43             | 0                 | 1                 | 8                    |
| <b>Eólica</b>      | 682            | 154               | 4.542             | 2.481                |
| <b>Mini-Hidro</b>  | 342            | 34                | 290               | 185                  |
| <b>Solar - PV</b>  | 189            | 487               | 6.150             | 4.247                |
| <b>Solar - CSP</b> | 0              | 110               | 760               | 0                    |
| <b>Geotermia</b>   | 0              | 0                 | 120               | 0                    |
| <b>Total</b>       | 1.716          | 797               | 11.957            | 7.015                |

Fuente: SEA, CDEC, CER

Si bien la biomasa y la minihidráulica han tenido una participación y aumento sostenido desde décadas, tal como se aprecia en la Figura 1.6 con la evolución de la capacidad de ERNC entre los años 2000 y 2014, el mayor crecimiento está asociado a la energía eólica, especialmente entre 2008 y 2009, luego de la promulgación de la Ley 20.257.

Bastante más atrás, pero con buenas perspectivas, se observan los primeros megawatts solares que entran en operación a fines del 2012 que, junto a los proyectos que actualmente están en construcción de esta tecnología, proyectan en los próximos años una participación importante de la matriz ERNC nacional. Por último, se observa la entrada de energía fotovoltaica a partir de fines del 2013, observándose un fuerte incremento durante el año 2014.



#### 1.4.1 EVOLUCIÓN DEL MARCO NORMATIVO DE LAS ERNC – LEY 20.257 (LEY ERNC)

El 20 de marzo de 2008 se promulgó la Ley 20.257 sobre la obligación de generar en base a fuentes ERNC, la cual estableció que el 5% de los retiros efectuados por empresas generadoras que mantengan contratos de suministros firmados con fecha posterior al 1 de agosto de 2007, debía provenir de fuentes no convencionales. Este porcentaje debía incrementarse 0,5% cada año a partir de 2015, llegando al 10% en el 2024. Asimismo, la energía acreditada debía provenir de centrales ERNC que hayan iniciado su operación a partir del 1 de enero de 2007.

Para cumplir con lo impuesto por la Ley, las empresas generadoras que no poseían centrales ERNC propias, tenían la facultad de trazar con empresas ERNC la energía requerida, pactando un precio de compra por unidad de energía, lo que es conocido como “atributo ERNC”. En caso de no cumplir con la obligación o no acreditar la compra del atributo, la empresa quedaba afecta a una multa de 0,4 UTM/MWh.

En la Figura 1.7 se aprecia la evolución del cumplimiento de esta obligación. A partir de agosto de 2011, se supera de forma ininterrumpida lo requerido por la Ley 20.257, llegando en el mes de agosto de 2013, al 8,22% de inyección ERNC sobre los retiros afectos.

#### 1.4.2 LEY 20.698 (LEY 20-25)

En octubre de 2013, se promulgó la Ley 20.698 que propicia la ampliación de la matriz energética mediante ERNC, modificando la Ley 20.257 y fijando una nueva obligación de penetración ERNC aplicable a los nuevos contratos de suministro o modificaciones, con fecha posterior al 1 de julio de 2013. Esta ley establece una cuota de 6% en el año 2014, llegando al 20% en el año 2025 tal como se muestra en la siguiente figura:

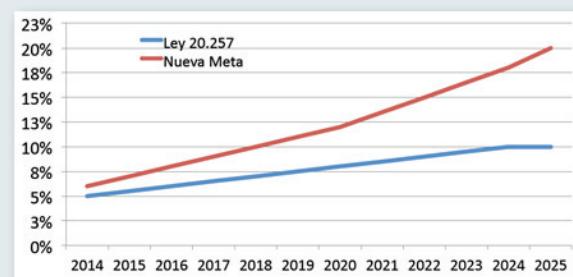


Figura 1.8: Cuota Ley 20.257 versus 20.698. Abril, 2014.  
Fuente: CER.

En la Figura 1.9 se muestra una proyección de la evolución de la energía de los contratos de suministro a partir del año 2000, propuesta por el Ministerio de Energía a modo de referencia. Puede observarse cómo va evolucionando



la energía afecta a la Ley 20.257 y a la nueva ley, en la medida que la demanda crece y se renuevan los contratos, finalizando en 2025 con prácticamente el total de la energía afecta a alguna de las leyes de fomento a las renovables.

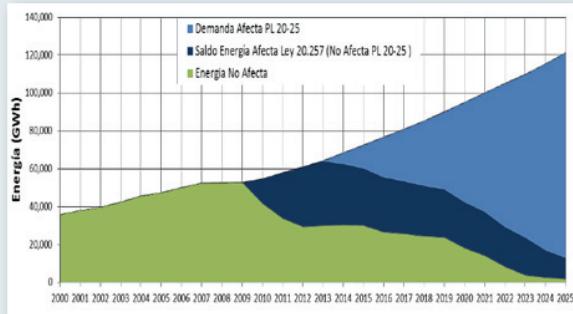


Figura 1.9: Evolución de energía afecta a Ley 20.257 y 20.698.  
Abril 2014. Fuente: Ministerio de Energía.

Otra de las modificaciones introducidas tras la promulgación de la Ley 20/25 es la propuesta de licitaciones públicas llevadas por el Ministerio de Energía, en las cuales se licitarán los bloques de energía exigidas por la ley, y no cubiertos por el mercado, con un máximo de dos licitaciones al año. Para esto, se ofrece un esquema de contrato de largo plazo con el fin de fomentar la estabilidad en el flujo de ingreso para los proyectos ERNC.







## CAPÍTULO II

# ESTRUCTURA DEL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICO CHILENO

El mercado de generación puede dividirse en el Mercado Spot y el Mercado de Contratos.

El primero es aquel en el que concurren los generadores a vender y comprar su energía en forma instantánea y en tiempo real, dependiendo de los contratos que tengan y de los costos variables de operación de las centrales con las que participan en este mercado. El mercado de contratos está determinado por acuerdos privados y bilaterales, es decir, entre el generador y el consumidor para la compra de energía y potencia.

Una de las variables importantes para el mercado de generación en Chile es el Costo Marginal de corto plazo, conocido también como Precios Spot. Constituyen la señal de mercado para los precios de Potencia y Energía, específicamente en el mercado Spot.

Los mercados Spot se basan en la inexistencia de economías de escala apreciables en la generación de electricidad y es posible demostrar que, bajo condiciones de adaptación

económica (condiciones óptimas) del parque generador, la tarificación a costo marginal de la generación de electricidad produce equilibrio económico a todas y cada una de las unidades generadoras incorporadas en dicho parque.

Los ingresos provenientes de la venta de la potencia de punta, valorizada al costo marginal de instalar una central de punta, más los ingresos por venta de energía al costo marginal, cubren todos los costos de operación y generan un excedente que renta las inversiones.

Para ver en detalle la operación del segmento de generación, se describirá la estructura de mercado existente en el país, los mecanismos de transacción de la energía a nivel de empresas eléctricas, consumidoras y clientes, considerando todas las modificaciones legales y reglamentarias vigentes.



## 2.1 MERCADO MAYORISTA O MERCADO SPOT

En el mercado mayorista (Mercado Spot), de acuerdo a compromisos contractuales de abastecimiento, se realizan transferencias de energía y potencia entre empresas generadoras. La energía es valorada al costo marginal en el horario de producción, mientras que la potencia es valorada al precio de nudo de potencia (precio calculado por la CNE).

En este segmento se ha instaurado un sistema competitivo basado en tarificación a costo marginal (Peak load pricing), donde los consumidores pagan un precio por energía y un precio por capacidad (potencia), asociado a las horas donde se registra mayor demanda. El sistema de Peak load pricing asegura teóricamente que, cuando la estructura del parque generador está adaptada a la demanda, los ingresos por venta

de energía a costo marginal de la energía (E), sumado a los ingresos por venta de potencia (P) a costo de desarrollo de la tecnología de punta, cubren exactamente los costos de inversión (I), más los costos de operación (O) de los productores en conjunto.

El mercado eléctrico en Chile focaliza la competencia en la concreción de proyectos de generación eficientes (costos de inversión y operación) y en la buena gestión comercial de contratos bilaterales con clientes libres y regulados, a diferencia de lo observado en otros países, dado que en Chile no existe un esquema de ofertas, sino que una comunicación de los costos de generación, reflejado en el Costo Marginal (CMg) de operación.

Por otro lado, la venta de potencia es el precio que se debe pagar por utilizar una potencia máxima durante un periodo o por contratos definidos. Para el precio de la



Figura 2.1: Esquema de pago en el mercado eléctrico chileno.



energía, el CDEC calcula el costo marginal de la última unidad de generación en aportar energía al sistema. De esta forma, se define el mercado chileno como tipo pool obligatorio, diferenciándose de aquellos basados en bolsas de energía con ofertas libres de compra y venta. En particular, el concepto pool se explica en la Figura 2.2, donde se simboliza a los generadores como aquellas llaves que introducen agua en la "piscina", mientras las demandas son las llaves en las que se extraen agua de ella.

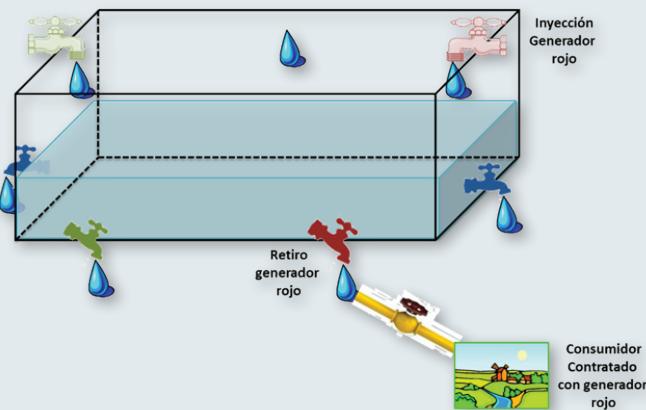


Figura 2.2: Operación comercial del pool.

En la Figura 2.3 se ejemplifica la operación comercial del pool, de manera de exemplificar el balance comercial para el generador rojo en el mercado spot para la hora "h". En la figura, se muestra la operación comercial del generador rojo, donde se simboliza su inyección y asimismo un retiro asociado a él. El retiro representa un contrato suscrito entre el generador rojo y un consumo específico.

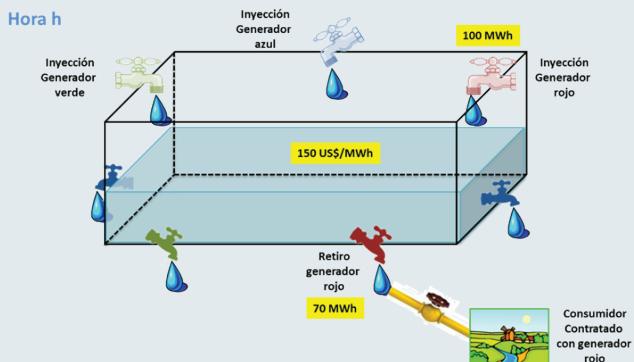


Figura 2.3: Operación comercial del pool en la hora "h".

En la Figura 2.3, se observan las inyecciones asociadas al generador verde, azul y rojo, y los consumos representados por las llaves que "retiran" agua del estanque. El generador rojo, inyecta energía durante la hora h, por un total de 100 [MWh] y retira 70 [MWh]. En este caso, se termina de ejemplificar definiendo un único precio marginal de la energía para el sistema equivalente a 150 [USD/MWh].

Con esta información se procede a realizar el balance de energía del generador rojo para la hora h:

Balance de energía de generador = Inyecciones valorizadas a costo marginal - retiros valorizados a costo marginal.  
Balance de energía generador rojo en mercado spot = 100 [MWh] x 150 [USD/MWh] - 70[MWh] x 150[USD/MWh] = 4.500[USD].

### 2.1.1 PAGO POR ENERGÍA EN EL MERCADO SPOT

El modelo para la tarificación en la actividad de generación, por ser un segmento competitivo, es el costo marginal. En el sistema eléctrico, los costos marginales se calculan para la operación del sistema económicamente adaptado a la demanda.

Como se mencionó anteriormente, el mercado eléctrico chileno es del tipo pool obligatorio, con costos de generación auditados y un mercado mayorista spot (horario) cerrado a los generadores. El despacho de las unidades de generación en el mercado de generación es realizado por los CDEC's respectivos de cada sistema, considerando la curva de demanda y los costos de generación de las unidades disponibles para ser despachadas. De esta forma, el costo marginal queda determinado por la última unidad en ser despachada. La curva de oferta de generación para el SIC se muestra en la Figura 2.4.

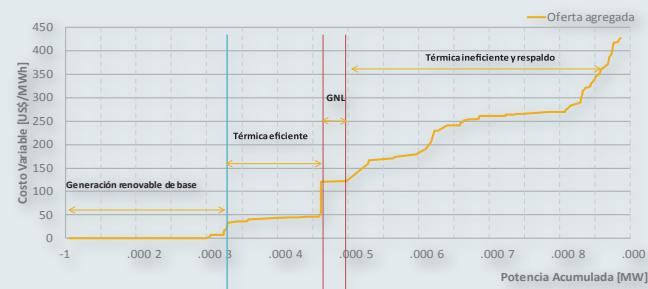
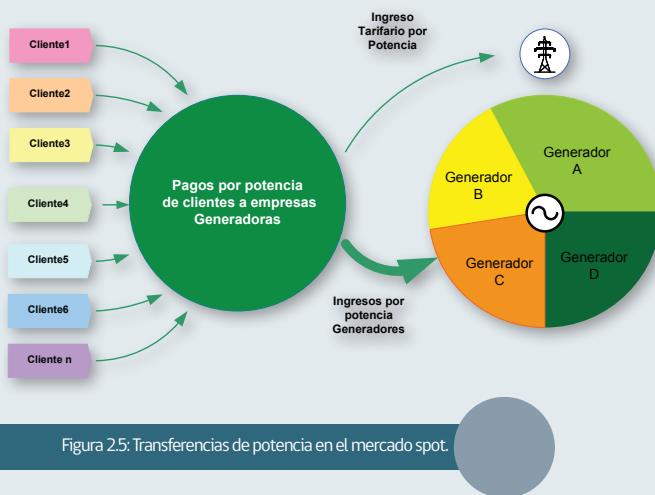


Figura 2.4: Curva de oferta de generación del SIC.  
Fuente: CNE, 2011.



## 2.1.2 PAGO POR POTENCIA EN EL MERCADO SPOT

El precio de potencia, señalado en la Figura 2.5, es determinado semestralmente por la autoridad como el costo de desarrollo de la tecnología más económica para dar suministro en horas de mayor demanda. Para determinar el precio de la potencia de punta se utiliza el costo unitario de instalación de turbinas a gas. A cada unidad generadora se le reconoce una potencia dependiendo de las características de su energético primario, su tasa de fallas forzadas, salidas de operación programadas y su contribución conjunta en el sistema, lo que determina su ingreso por potencia (venta de potencia). A este tipo de mecanismo se le conoce en la literatura internacional como "pago por capacidad de tipo administrativo", ya que no es el mercado quien la determina, sino que es un organismo administrativo quien evalúa y determina precios y cantidades. En el caso de Chile, la CNE y el CDEC respectivamente.



ciones declaradas y estas no se descontarán en su balance.

## 2.2 MERCADO DE CONTRATOS

El mercado de contratos corresponde a un mercado de tipo financiero con contratos pactados libremente entre las partes, el cual presenta las siguientes características:

- Los generadores pueden hacer contratos con empresas distribuidoras y clientes libres.
- Los contratos con empresas distribuidoras pueden ser para el abastecimiento de clientes regulados o para clientes libres.
- Los contratos son confidenciales en el aspecto económico y las especificaciones sobre punto de suministro y cantidades deben ser informadas al CDEC. No obstante, la CNE publica un valor medio de estos, conocido como "Precios medios de mercado".
- En el mercado de contratos se establece una obligación de suministrar y una obligación de comprar a un precio predeterminado. Normalmente las mediciones se realizan hora a hora.
- Los contratos son financieros, es decir, el generador siempre compra en el mercado Spot para vender en el mercado de contratos, se encuentre o no despachado. El contrato financiero permite dar estabilidad de precio a los agentes compradores y vendedores, de acuerdo a las expectativas de la evolución de los costos marginales que cada cual tenga.
- A partir del año 2006 los precios de clientes regulados quedaron establecidos a partir de los precios de energía y potencia resultantes de licitaciones públicas de suministro .
- El precio de nudo de energía corresponde al promedio de los costos marginales esperados de corto plazo, con un mínimo de 24 y un máximo de 48 meses, ajustado a una banda de precios libres.
- El precio de nudo es calculado semestralmente por la CNE en los meses de abril y octubre.

Asimismo, cada empresa generadora, de acuerdo a sus contratos de suministro y al comportamiento de estos consumos en condiciones de demanda de punta, es responsable de realizar compras de potencia en el sistema. Estas compras son transferidas por los generadores como cargo a sus clientes libres y regulados.

La posición excedentaria o bien deficitaria de potencia de una empresa de generación, dependerá de los contratos de suministro que ésta posea. A modo de ejemplo, una empresa que no posee contratos de suministro siempre será excedentaria en las transferencias de potencia, dado que no tiene obliga-



La Figura 2.6 muestra la evolución de los costos marginales de energía de ambos sistemas mayores (SING y SIC) y los precios de los contratos pactados entre clientes libres y empresas generadoras.

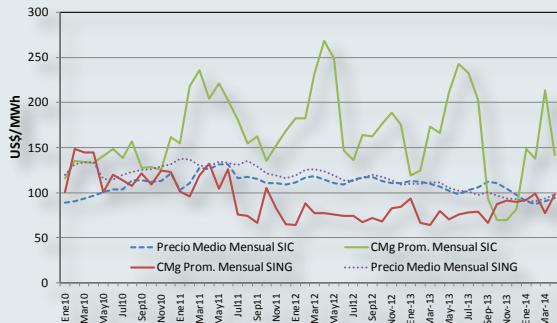


Figura 2.6: Evolución costos marginales y precios de contratos en ambos sistemas. Fuente: CDEC SING, CDEC SIC, CNE y CER.

### 2.3 SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

La Ley 19.940 de marzo del 2004 distingue formalmente los conceptos de suficiencia y seguridad del sistema eléctrico. Los conceptos son definidos como:

**Suficiencia:** atributo de un sistema eléctrico según el cual, sus instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.

**Seguridad de servicio:** capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios.

Estos conceptos han derivado a la implementación de Servicios Complementarios (SSCC). La Ley establece que “todo propietario de instalaciones eléctricas interconectadas deberá prestar los SSCC de que disponga que permitan realizar la coordinación de la operación del sistema conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio”.

**Servicios Complementarios (SSCC):** recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sujetos a regulación de precios, con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137º del DFL 4. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que

permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

Se encarga a los CDEC la tarea de definir, administrar y operar estos servicios, ateniéndose a las exigencias de calidad y seguridad establecidas en la normativa y minimizando el costo de operación del sistema. En relación a la remuneración de estos servicios, se establece que los propietarios de instalaciones deberán declarar los costos incurridos por la prestación de los SSCC, los que posteriormente deberán ser valorados por los respectivos CDEC. La compatibilización de los precios de estos servicios con los cobros por concepto de energía y potencia son asignados a un Reglamento promulgado en el mes de diciembre de 2012, DS 130/2012.

### 2.4 CARGOS POR USO DE RED Y PEAJES

El uso de las líneas de transmisión implica un pago al propietario de las mismas, específicamente, el artículo N° 80 de la LGSE menciona: “Las empresas señaladas en el artículo 78º deberán pagar a él o los representantes de las empresas propietarias u operadoras del respectivo sistema de transmisión troncal, de los sistemas de subtransmisión y de los sistemas adicionales que correspondan, los costos de transmisión de conformidad con la liquidación que efectúe la Dirección de Peajes del respectivo CDEC”.

El cálculo y valorización de los cargos por uso de red dependen por tanto del tipo de sistema de transmisión por el cual fluya la energía del medio de generación. Existen peajes de transmisión adicional, peajes de subtransmisión y peajes de transmisión troncal. Para determinar el valor del peaje a cancelar por parte de la central de generación ERNC, se debe en primer lugar determinar el área de influencia del proyecto, definido en los artículos N° 84 y N°85 del Decreto Supremo 237 de 1998:

**Artículo 84.-** “Cada central generadora conectada a un sistema eléctrico, tiene un área de influencia conformada por el conjunto de líneas, subestaciones y demás instalaciones de dicho sistema, directa y necesariamente afectado por la inyección de potencia y energía de dicha central”.

**Artículo 85.-** “Cuando una central generadora esté conectada a un sistema eléctrico cuyas líneas y subestaciones en el área de influencia de la central pertenezcan a un



tercero, se entenderá que el propietario de la central hace uso efectivo de las instalaciones directa y necesariamente afectadas dentro de dicha área, independientemente del lugar y de la forma en que se comercializan los aportes de potencia y energía que aquélla efectúa".

Para describir en mayor profundidad el cálculo de peajes en cada subsistema de transmisión, se desarrolla en el Capítulo IV el cálculo en peajes en transmisión adicional, subtransmisión y troncal, así como la regulación asociada.

## 2.5 BALANCE COMERCIAL

De acuerdo a los conceptos de comercialización de energía y potencia, así como los cargos mencionados en los puntos anteriores, se define el balance comercial de un generador en el mercado eléctrico mediante la siguiente expresión:

$$\text{Balance Comercial Generador} = \text{Balance de Energía} + \text{Balance de Potencia} + \text{Otros} \quad (2.1)$$

En la expresión (2.1), el balance de energía se refiere a la compra y venta en el mercado Spot. La compra de energía por parte de los generadores hace referencia a los retiros que deba realizar un generador producto de un contrato a costo marginal en el mercado Spot (ComprasContrato), mientras que los ingresos corresponden a la inyección de energía a costo marginal al mercado Spot (Ventas) más los ingresos producto del contrato suscrito con cliente libre ( $(P_c * Q_c)_{\text{CONTRATO}}$ ), de existir. Por último, al balance comercial de energía, mostrado en la expresión (2.2), se le debe descontar el costo de generación por combustible, de existir este costo asociado.

$$\text{Balance de Energía} = (\text{Ventas} - \text{Compras}_{\text{CONTRATO}})_{\text{SPOT}} + (P_c * Q_c)_{\text{CONTRATO}} - \text{CostoGen.} \quad (2.2)$$

Por otra parte, el balance de potencia, mencionado en la expresión (2.1), al igual que el balance de energía se refiere a la compra y venta en el mercado Spot, si hubiese un contrato de por medio ((Ventas - Compras)<sub>POTENCIA</sub>). Al balance comercial de energía, mostrado en la expresión (2.3), corresponde al pago por potencia firme según cálculo determinado por el CDEC.

$$\text{Balance de Potencia} = (\text{Ventas} - \text{Compras})_{\text{POTENCIA}} + \text{Ing. Pot. Firme} \quad (2.3)$$

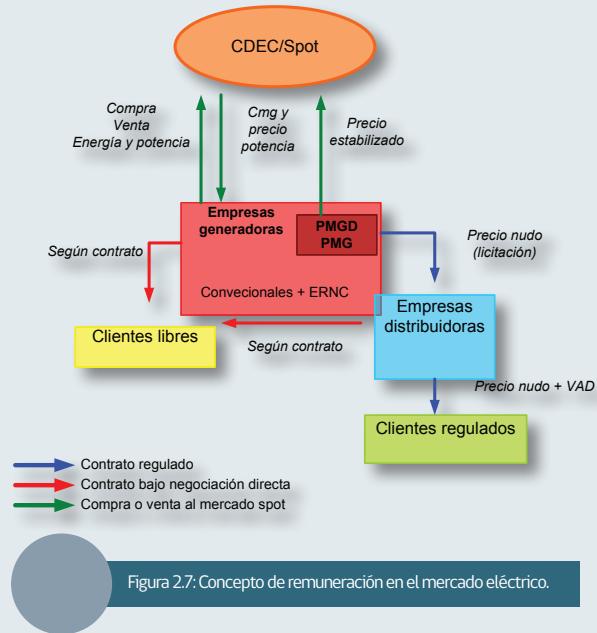
Finalmente, en la expresión (2.4), se mencionan ingresos adicionales como el Atributo ERNC, el pago de peajes por uso de redes y los servicios complementarios (SSCC).

$$\text{Otros} = \text{Atributo ERNC} - \text{Peajes} \pm \text{SSCC} \quad (2.4)$$

## 2.6 MODELOS DE NEGOCIO MERCADO ERNC

Describa la operativa del mercado eléctrico en Chile, la Figura 2.7 muestra las interacciones de los diferentes agentes en el esquema de mercado chileno.

En el mercado eléctrico chileno los contratos de suministro entre los privados sólo tienen un carácter financiero, siendo el CDEC la entidad que realiza el despacho físico hora a hora, basado en la información de costos de operación de cada una de las unidades generadoras.



En la Figura 2.7, se aprecia que las empresas generadoras se relacionan con el mercado Spot a través de compras y ventas de energía y potencia al costo marginal de la energía (CMg) y precio de la potencia respectivamente.

Este esquema también es aplicable a los Pequeños Medios de Generación (PMG), Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) y otros proyectos ERNC. Sin embargo, como se verá más adelante, en el caso de los PMG y PMGD también es factible acceder a un precio estabilizado en las ventas de energía (ver Reglamento del DS 244). A su vez, las empresas generadoras poseen contratos con los clientes libres a precios libremente pactados (clientes no regulados) y con las empresas distribuidoras a través de un proceso regulado de licitaciones de suministro (clientes regulados). Las empresas distribuidoras venden su energía a clientes regulados finales, haciendo uso de las distintas tarifas reguladas para clientes finales, o



bien, a clientes libres que no desean pactar libremente contratos de suministro con las empresas de generación.

A continuación, se entrega mayor detalle de las alternativas de comercialización ERNC, considerando 5 alternativas:

#### **Alternativa 1: Venta de energía y potencia en el mercado Spot:**

Esta alternativa hace referencia a que el generador ERNC sólo participa en las transferencias de energía y potencia del mercado Spot. Esto significa que participará de un mercado cerrado sólo para los generadores, y sus inyecciones de energía se valorarán a costo marginal, mientras que su potencia será valorada a precio de nudo de potencia.

Para el caso de las ventas de energía, el CDEC mensualmente realizará un balance en el que cuantificará la energía inyectada por el generador al sistema y la valorará a costo marginal horario, calculado para el generador ERNC.

El costo marginal horario del que se hace mención es calculado por el CDEC para toda la red de transmisión y subtransmisión. En caso de que el generador se encuentre operando en un sistema de distribución, es decir, se trate de un PMGD, el costo marginal de su inyección se valorará de acuerdo a lo establecido en el D.S. 244. En tal situación, el D.S. 244 plantea que las inyecciones de un PMGD se refieren a la subestación primaria más cercana.

Es importante mencionar que todos aquellos medios de generación con potencia inferior a 9 MW (PMGD) pueden optar por un régimen estabilizado. Esto hace referencia a que, en vez de cuantificar sus inyecciones a costo marginal, el CDEC las valora a un precio que presente menor variación; en tal caso, el precio estabilizado corresponde al precio de nudo de las inyecciones de la energía. Cabe señalar que el precio de nudo de inyección no coincide necesariamente con el precio de nudo aplicado en los consumos. Ambos precios deben ser publicados en los decretos tarifarios elaborados semestralmente por la CNE. El régimen estabilizado, así como las ventas a costo marginal, tienen un tiempo de permanencia mínima y corresponde a 4 años. Si se desea cambiar de régimen, es necesario informar al CDEC con una antelación de 12 meses.

Para finalizar, en el caso de las transferencias de potencia (intercambios), éstas se realizan a precio de nudo de la potencia. Los precios de nudo de la potencia son determinados por la CNE cada seis meses y solamente para el sistema de transmisión troncal. Si el generador ERNC se encuentra en subtransmisión o distribución, la determinación del

precio de nudo aplicable se realiza mediante la aplicación de factores multiplicadores al precio de nudo del sistema troncal más cercano, los que consideran el efecto de las pérdidas óhmicas en el sistema. Estos multiplicadores son fijados en el decreto de fijación de precios de nudo.

Cabe señalar que en esta alternativa de mercado sólo se transa la energía y potencia que puede producir el medio de generación y no existe obligación de tener un nivel de producción preestablecido.

#### **Alternativa 2: Combinación entre mercado Spot y contrato con un cliente libre:**

En este caso, la participación del generador ERNC no sólo está compuesta por sus ventas al mercado Spot, sino que también si tiene vigente un contrato con un cliente libre. La operación del mercado, en este caso, es similar al anterior puesto que sus ventas al mercado Spot seguirán valorándose de igual manera. Sin embargo, al acordar un contrato con un cliente libre se establece una obligación de índole financiera al determinar un precio de venta por la energía suministrada con el cliente libre.

Una vez que el generador declara un contrato, éste es considerado por el CDEC y le será incluido en su respectivo balance mensual, en el cual se le descontará la energía consumida por el cliente libre multiplicada por el costo marginal calculado para el consumo. Así, en el caso de que el generador ERNC no cuente con la energía suficiente para dar suministro al consumo, éste igualmente será suministrado por otros generadores, lo que da lugar a transferencias en el mercado Spot entre los generadores. Es importante notar que de todas formas el generador contará con un ingreso fijo correspondiente al precio de venta acordado con el cliente libre multiplicado por el consumo de éste. Una mayor descripción del cálculo de los balances de energía y de la operación del mercado mayorista se encuentra en el Anexo 4.

#### **Alternativa 3: Combinación entre mercado Spot y mercado de contratos con clientes regulados:**

En esta alternativa, aparte de la participación en el mercado Spot, se está en presencia del establecimiento de un contrato con una empresa distribuidora que actúa como representante de clientes regulados. Los contratos de suministro con empresas distribuidoras son fijados mediante licitaciones públicas en las que se realiza una subasta, en la que la distribuidora presenta diferentes bloques de energía para suministro. Los generadores, a su vez, presentan ofertas por los diferentes bloques y se asigna a la mejor oferta.

Las subastas constan de tres rondas, al cabo de éstas, se cierran los acuerdos y se asignan los contratos por los



bloques adjudicados al generador correspondiente.

El proceso de licitación es llevado a cabo por las empresas distribuidoras y es auditado por la CNE.

La operación de la participación del generador en el mercado Spot es similar al de los dos casos anteriores.

**Alternativa 4: Contrato directo con empresa de generación.**: Un proyecto ERNC puede suscribir un contrato con una empresa de generación que participe en el mercado mayorista (transferencias de energía y potencia en un contrato de largo plazo). En esta modalidad, la empresa de generación ERNC pacta en forma bilateral los precios de venta de energía y de potencia, y las características de la producción con la empresa de generación. La empresa de generación es quien incorpora estos productos en su oferta de comercialización. Además, bajo este mecanismo debe vender sus atributos a la empresa generadora (ver punto 2.4.1).

**Alternativa 5: Fuera de mercado mayorista (contrato directo con empresa distribuidora)**: El marco normativo permite la operación de unidades de generación eléctrica menores a 9 MW en redes de media tensión en sistemas de distribución. Este tipo de generación se coordina y establece relaciones contractuales directamente con la empresa concesionaria de distribución. A su vez, la empresa distribuidora se mantiene como responsable de la calidad de suministro y de servicio del sistema. En este esquema, usualmente aplicado para control de los consumos en horas de punta de la empresa de distribución, la empresa de generación ERNC pacta en forma bilateral los precios de venta de energía y potencia.

## 2.6.1 VENTA DE ATRIBUTOS ERNC

Con la promulgación de la Ley 20.257 se incorporó la exigencia de cuotas de generación exclusivas para ERNC para aquellas empresas que mantuviesen contratos de suministro con fecha de firma posterior a 1 de agosto de 2007). Esto se traduce en la posibilidad de comercializar los excedentes de ERNC entre empresas que exceden el porcentaje establecido por la Ley y aquellas deficitarias. Este traspaso puede comercializarse en forma bilateral a precios libremente pactados e independientes de las ventas de energía. Los valores a los que se transan los excedentes, son informados al CDEC respectivo, el cual -una vez al año- publica el precio medio de comercialización. Las cuotas actuales de ERNC fueron modificadas por la ley 20.698, según se indica en el punto 1.4 de esta guía.







## CAPÍTULO III

# SOBRE LA CONEXIÓN A SISTEMAS ELÉCTRICOS

La conexión a diferentes tipos de sistemas sigue los mismos procedimientos, difiriendo básicamente en el contexto y marco normativo que envuelve los diferentes sistemas de transmisión y de distribución. Por ejemplo, un proyecto que desee conectarse en un sistema de transmisión troncal, deberá seguir el mismo procedimiento que un proyecto que desee conectarse en un sistema de subtransmisión o adicional. De la misma forma y guardando las diferencias propias de los sistemas de distribución (niveles de tensión, capacidad, etc., y que se encuentran dentro de un área de concesión de distribución), seguirá un procedimiento que busca garantizar que los impactos que genera la conexión de un medio de generación sean mitigados por el desarrollador del proyecto.

En Chile, el acceso a las redes está garantizado en el Artículo 77 de la LGSE, para las redes de transmisión troncal y de subtransmisión, las cuales se encuentran sometidas a régimen de acceso abierto. El mismo artículo también estipula que las redes de transmisión adicional serán de acceso abierto sólo si hacen uso de servidumbres de distribución o utilizan servidumbres en terrenos de bienes nacionales de uso público. En contraparte, las redes de

transmisión adicional cuya servidumbre de paso no se encuentre en las categorías antes mencionadas serán sujeto de negociaciones privadas al no poseer calidad de acceso abierto. Por último, el acceso a las redes de distribución para los PMGD está garantizado en el Artículo 11 del DS 244.

De lo anterior, se infiere que las etapas previas a la conexión de los proyectos de generación ERNC a las redes eléctricas, dependen del nivel de tensión al cual se conecten. Sin embargo, existen procedimientos genéricos que consideran una serie de estudios que la empresa desarrolladora de proyectos debe presentar, independientemente del tipo de sistema en el que operen. Estos estudios buscan asegurar la factibilidad técnico-económica del proyecto, así como permitir la operación de la central de generación ERNC dentro de los estándares permitidos por la normativa vigente.

En este capítulo, se muestra en forma estandarizada el procedimiento previo a la conexión y operación del generador ERNC. En particular, se detallan los estudios requeridos en forma secuencial y la normativa asociada en función del nivel de tensión al que se conecte el proyecto.



### 3.1 VISIÓN GENERAL DEL ÁMBITO DE CONEXIÓN

La conexión a un sistema de transmisión puede entenderse como la unión de un medio de generación al sistema de transmisión o distribución a través de instalaciones de transmisión eléctrica. Esta unión se podrá llevar a cabo mediante líneas de transmisión o distribución que se conecten entre: la subestación del proyecto de generación y una subestación del sistema de transmisión o distribución; entre la subestación del proyecto de generación y una conexión a una línea de transmisión o distribución que llamaremos conexión en tap-off, o por último; la conexión entre la subestación del proyecto de generación y una subestación que secciona una línea de transmisión para conectar al proyecto al sistema de transmisión o distribución.

Dado lo anterior y el nivel de intervención que las conexiones a los sistemas de transmisión o distribución sufren durante la conexión y operación del proyecto de generación, es que antes de autorizar la conexión del proyecto de generación se verifican los impactos sistémicos que esta conexión producirá en el sistema, y corresponde al desarrollador del proyecto mitigar los eventuales impactos sistémicos.

Los impactos de las centrales ERNC en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), dependiendo de la escala de la central y el tamaño de la red a la que se conecta, pueden tener carácter local o bien a nivel de todo el sistema, tales como:

- Cambios en el flujo de potencia del SEP al que se conecta (impacto local).
- Modificación de los perfiles de tensión de las barras adyacentes al punto de conexión (impacto local).
- Modificación del esquema de protecciones (impacto local).
- Aumento en los niveles de cortocircuito (impacto local).
- Reducción/aumento de la frecuencia de la red (impacto sistémico).
- Requerimientos de márgenes de reserva (impacto sistémico).

Se debe, por lo tanto, estudiar y acotar los impactos de la conexión de una central ERNC en las redes eléctricas (de la misma forma que se hace para las centrales convencionales), de manera de que opere dentro de los rangos que permitan

asegurar la calidad y seguridad del suministro eléctrico para todos los usuarios del sistema, es decir, bajo el cumplimiento estricto de las Normas aplicables según el segmento al que se conecte el proyecto. De esta forma, es necesario identificar dos categorías de sistemas eléctricos en Chile.

Estas se diferencian según los niveles de tensión que tiene el sistema, y por lo tanto, tendrán diferentes condiciones de acceso para gestionar la interconexión. Estos sistemas son:

**Sistema de Transmisión:** Conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, en un nivel de tensión nominal superior a 23 [kV], entendiéndose como tensión nominal de la subestación, la tensión de transporte. En cada Sistema de Transmisión se distinguen instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, del Sistema de Subtransmisión y del Sistema de Transmisión Adicional. Los permisos y coordinación de la conexión a uno de estos sistemas se solicita al CDEC del sistema donde se realizará la conexión, además, debe realizarse la coordinación con la empresa propietaria del sistema de transmisión. En este caso, las empresas de distribución no participan del proceso de conexión.

**Sistema de Distribución:** Conjunto de instalaciones de tensión nominal igual o inferior a 23 [kV], que se encuentran fuera de la subestación primaria de distribución, destinadas a dar suministro a usuarios finales ubicados en zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a instalaciones de una concesionaria mediante líneas propias o de terceros. En este caso, la conexión a un sistema de distribución se gestiona directamente con la empresa concesionaria de distribución, y es ella quien autoriza la conexión a su sistema de distribución.

Por otro lado, también se definen diferentes niveles de conexión en el segmento de distribución. En este caso, se diferencia entre instalaciones energizadas a baja tensión y media tensión. Cada uno de los conceptos previos se entiende de la manera siguiente:

- Red de baja tensión (<1 kV).
- Red de alta tensión (>1 kV).

Luego, en el caso de la conexión de proyectos ERNC, según el tamaño y localización del proyecto se define a cuál de las cinco subcategorías mencionadas con anterioridad corresponde la gestión de acceso a la red. La siguiente tabla describe, en un contexto general, el marco regulatorio asociado a cada uno de los escenarios de conexión factibles.



Tabla 3.1: Marco regulatorio aplicable a la conexión según clasificación de redes.

|                  | Distribución  | Sistemas Adicionales                           | Subtransmisión                                 | Transmisión Troncal                            |
|------------------|---|--|--|--|
| Nivel de tensión | < 1 kV  | 1 kV - 23 kV                                   | 66-220 kV                                      | 66 - 220 kV<br>220 - 500 kV                    |
| Marco Legal      | LGSE <sup>3</sup>   | LGSE <sup>4</sup>                              | LGSE   | LGSE   |
| Reglamento       | ----- <sup>5</sup>  | DS 244   | DS 327 / Reglamento SA <sup>6</sup>            | DS 327   |
| Normativa        | NCh. Elect. 4/2003<br>NTCO/ NCh. Elect.<br>Corrientes Fuertes | NTSCS/<br>NCh. Elect.<br>Corrientes<br>Fuertes | NTSCS/<br>NCh. Elect.<br>Corrientes<br>Fuertes | NTSCS/<br>NCh. Elect.<br>Corrientes<br>Fuertes |

En los siguientes capítulos, se desarrolla la metodología y procedimientos asociados a la conexión y operación de los proyectos ERNC en los sistemas de transmisión y distribución para cada uno de los escenarios descritos en la Tabla 3.1.

### 3.2 PROCESO DE CONEXIÓN

El proceso de conexión puede separarse en dos ámbitos, el primero es el proyecto de conexión y el segundo son los permisos requeridos para realizar dicha conexión.

El proyecto de conexión se inicia con los estudios de ingeniería, que buscan en primer lugar determinar la solución óptima de conexión, es decir, aquella que minimiza los costos de inversión y operación del proyecto de generación, verificando la maximización de las condiciones de mercado e ingresos para el proyecto de generación.

Los permisos, por otro lado, se solicitan y coordinan en forma paralela a los estudios de ingeniería, y buscan básicamente determinar los impactos que producen la conexión del medio de generación al sistema eléctrico y -adicionalmente- acordar las condiciones de conexión con los propietarios del sistema eléctrico donde se realizará la conexión de la central.

### 3.3 INGENIERÍA DE LA CONEXIÓN

Para un proyecto de generación ERNC, el proceso de desarrollo de la ingeniería requerida para la conexión se puede resumir en tres etapas, como muestra la Figura 3.1:

- Identificación del punto de conexión al sistema.
- Evaluación de alternativas de conexión.
- Diseño del proyecto de conexión.



Figura 3.1: Etapas del proceso de desarrollo de ingeniería de conexión al sistema.

#### 3.3.1 ETAPA 1: IDENTIFICACIÓN PUNTO DE CONEXIÓN

Es importante tener certeza sobre el sitio donde se definirá la frontera del proyecto y el sistema. De esta forma, el primer paso del estudio de conexión consiste en identificar los posibles trazados hacia el punto de conexión, sobre la base de las redes aledañas al proyecto.

La Figura 3.2 muestra los pasos que deben desarrollarse dentro de la etapa de identificación de alternativas.

<sup>3</sup>Conforme a lo definido por la Ley 20571/2012 que modifica artículo 149 de LGSE.

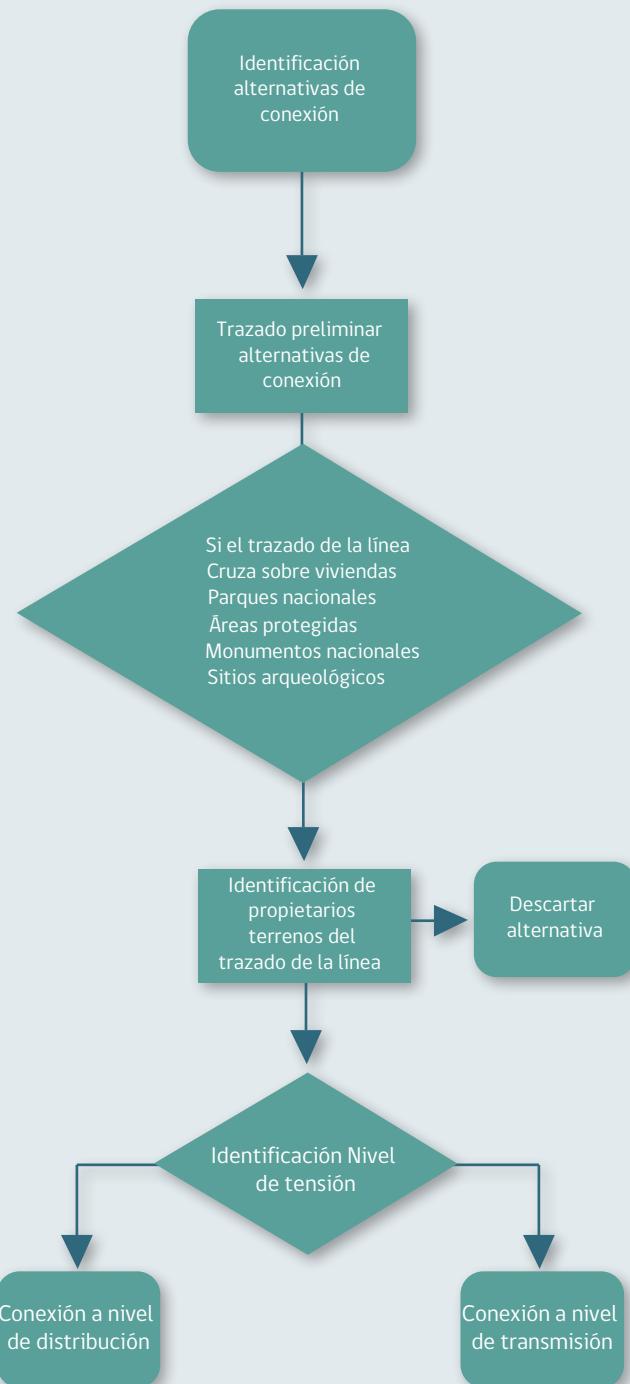
<sup>4</sup>Conforme a lo definido por las modificaciones introducidas por la Ley 19.940/2004.

<sup>5</sup>Reglamento bajo elaboración.

<sup>6</sup>Reglamento bajo elaboración.



Tomando en consideración la Figura 3.2, se distinguen los siguientes pasos:



**Identificación de alternativas de conexión:** El proceso de Identificación de alternativas comienza analizando los posibles trazados de línea que permitan evacuar la energía producida al sistema. El producto final de esta etapa es un layout inicial con una o más alternativas de conexión identificadas. Aparte de la visita a terreno, otras fuentes para obtener información respecto de las redes cercanas se pueden encontrar en el siguiente enlace:

[http://secgis.sec.cl/gis\\_electrico/infraestructura/maps.html](http://secgis.sec.cl/gis_electrico/infraestructura/maps.html)

**Uso de suelo:** Las alternativas identificadas anteriormente deberán evaluarse desde el punto de vista de posibles conflictos con usos de suelo incompatibles con infraestructura eléctrica, lo que permite descartar algunas alternativas a priori. En esta etapa deberán identificarse los posibles trazados del proyecto de conexión, tales como áreas protegidas y/o de alto valor ambiental/paisajístico, zonas habitacionales y/o sitios patrimoniales.

**Terrenos:** En conjunto con la evaluación del punto de conexión, se deberá evaluar el trayecto de línea, con el fin de identificar la propiedad del terreno, la necesidad de tramitar servidumbres de paso, adquirir o arrendar terrenos e incorporar estos costos al proyecto.

**Nivel de tensión:** Los procedimientos previos a la conexión están diferenciados por el tipo de sistema al que se conecte, como muestra la Tabla 3.1. Dentro de las alternativas identificadas como posibles puntos de conexión, se deberá identificar el nivel de tensión de las redes más cercanas al proyecto, con el fin de reconocer si la conexión se realizará a nivel distribución o transmisión, así como el nivel de voltaje de la línea y/o subestación más cercana.

Figura 3.2. Diagrama de flujo etapas de identificación de alternativas de conexión.



### 3.3.2 ETAPA 2: EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE CONEXIÓN

Una vez identificadas los posibles puntos de conexión y los trazados respectivos, se deberá realizar la evaluación de factibilidad técnico económica de estas alternativas.

El producto final de esta etapa es la selección de aquella alternativa de conexión que cumpla con los criterios técnicos establecidos dentro de la norma eléctrica respectiva (Ver

Tabla 3.1), y cuya evaluación económica sea superior respecto de las otras alternativas. La Figura 3.3 muestra los pasos a desarrollar dentro de la etapa de evaluación de alternativas. En base a la Figura 3.3, se distinguen los siguientes pasos:

**Trazado preliminar línea:** Corresponde a la identificación espacial del trazado de la línea de conexión, determinado en la etapa anterior en base a la ubicación del proyecto, puntos de conexión cercanos y a la compatibilidad de usos de suelos, entre otros factores.

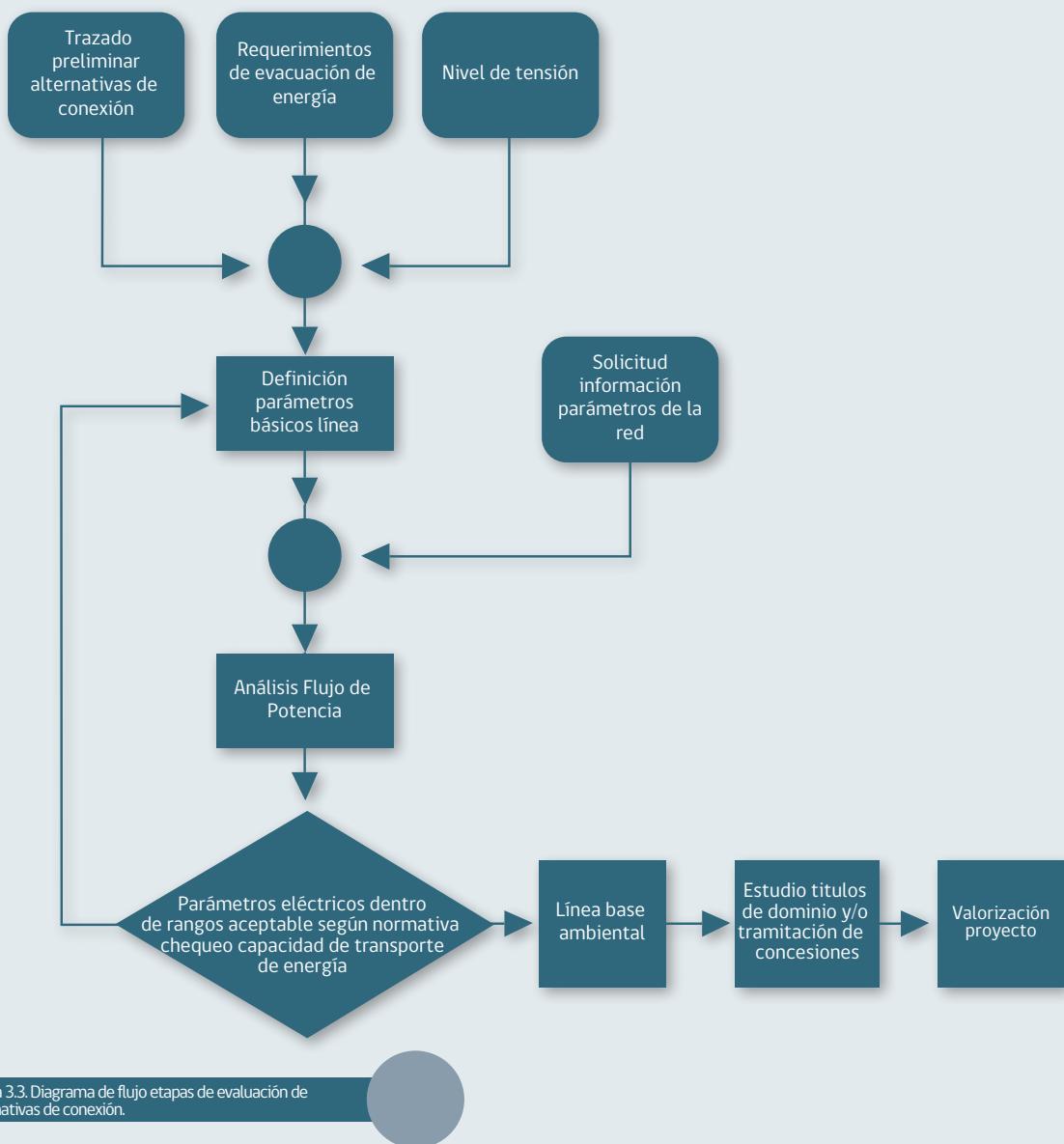


Figura 3.3. Diagrama de flujo etapas de evaluación de alternativas de conexión.



**Nivel de tensión:** Corresponde a la identificación del nivel de tensión de las redes cercanas, así como la identificación del tipo de red (distribución o transmisión). El nivel de tensión estará relacionado directamente con el nivel de energía a inyectar a la red.

**Requerimientos de la Tecnología para la evacuación de energía:** Corresponde a la estimación de la energía y nivel de potencia de la central de generación ERNC.

Estos parámetros dependen por lo tanto del potencial estimado del recurso renovable y del tipo de tecnología involucrada en el proyecto. A través de la estimación de la energía a evacuar, en conjunto con el nivel de tensión de la línea, se especifican los conductores a utilizar, definiéndose los parámetros básicos de la línea y de la S/E de conexión. Más detalle se muestra en la sección siguiente.

**Solicitud de información de parámetros de la red:** El desarrollador del proyecto deberá en esta etapa solicitar, dependiendo del nivel de tensión al cual se conecte, los parámetros de la red con el fin de analizar la factibilidad técnica de la conexión. Si la red a la que se desea analizar la conexión es una red de distribución, se deberá solicitar la información a la empresa concesionaria de distribución a través de los procedimientos dictados en el DS 244. Si se desea analizar la conexión a una red de transmisión (sea subtransmisión, adicional o troncal), se deberá solicitar la información de a los CDEC respectivos a través de los procedimientos DO establecidos. Dentro de los parámetros a solicitar de las redes se encuentran:

- Capacidad de subestación, transformadores y conductores de la red.
- Esquema y ajuste de protecciones de la red.
- Perfil de demanda típica actual y proyectada.
- Proyectos relevantes que eventualmente pudiesen modificar las condiciones de la red tales como nuevos consumos o centrales de generación.
- Parámetros eléctricos de la red tales como ajuste de tap de transformadores, impedancias características, entre otras.

Parte de la información necesaria podría no estar disponible en los CDEC por lo que sería necesario solicitarla directamente al propietario de las instalaciones de transmisión a la cual se evalúa la conexión.

**Análisis de flujo de potencia:** Con la información recogida en los puntos anteriores, se procede a desarrollar un análisis de flujo de potencia, según se detalló en el punto 3.2. Dentro de los alcances de estos estudios se encuentra:

● **Chequeo de capacidad del equipamiento de la subestación y las líneas aledañas al punto de conexión:** De acuerdo al nivel de energía y potencia proyectado para la central ERNC, deberá estudiarse la capacidad de los equipos de la subestación a la que se desea conectar, y eventualmente, a las líneas que transportarán la energía a dicha subestación (en el caso de conexión vía tap off o subestación seccionadora). Si el equipamiento de la subestación y las líneas no poseen capacidad disponible, se deberá evaluar un nuevo punto de conexión o bien incorporar como parte del proyecto, la modificación o construcción de nuevas líneas, subestaciones o el cambio de algún equipo específico. Dependiendo del tamaño del proyecto, aquellas líneas rurales o alejadas de grandes centros de consumo y/o generación requerirán probablemente de refuerzos para soportar la inyección de energía. En la subestación de llegada, se debe verificar además si existen paños de línea disponibles o es necesaria la ampliación física de ésta.

● **Chequeo de parámetros eléctricos de la red:** Dentro del estudio de flujo de potencia, se debe comprobar que el impacto de la conexión del generador a la red eléctrica permita mantener dentro de un rango acotado la operación del sistema. Para lo anterior, es necesario verificar que los parámetros eléctricos estén dentro de rangos permitidos por la norma eléctrica respectiva (ver Tabla 3.1), chequeando al menos los siguientes:

- Perfil de tensión del punto de conexión y barras aledañas.
- Factor de potencia.
- Frecuencia.
- Inyección de potencia reactiva.
- Sobrecargas de elementos en la red.
- Margen de reserva de potencia reactiva de unidades generadoras.



● **Nivel de cortocircuito:** Corresponde al estudio que permite verificar el impacto en el aumento del nivel de corriente de cortocircuito (monofásico, bifásico, trifásico, etc.) debido a la conexión de un medio de generación.

Adicionalmente, dentro del estudio de flujo de potencia inicial, se debe aproximar el costo de operación y mantención del proyecto de conexión, el cual está asociado a las pérdidas del sistema y al cobro de peajes:

● **Peajes:** Dentro del estudio de flujo de potencia, se debe identificar el área de influencia del proyecto, entendiéndose este concepto como los puntos adyacentes de la red eléctrica por donde fluye la energía que inyecta el medio de generación. Dependiendo el tamaño del proyecto y el punto de conexión, el medio de generación podrá incluir dentro de su área de influencia redes de distribución, transmisión adicional, subtransmisión y/o transmisión troncal. El uso de cada una de estas redes tiene un cobro asociado a la Anualidad de la Valorización de la Inversión (AVI) y a un Costo de Operación y Mantención Anualizado (COMA). La suma de ambos componentes menos el ingreso tarifario (IT) se denomina Peaje. Para los proyectos ERNC con excedentes inferiores a 20 MW se aplica una exención total o parcial a los peajes asociados a la inyección de energía.

● **Pérdidas:** Para sistemas de transmisión, las pérdidas están incluidas en el pago de peajes a través del Ingreso Tarifario (IT). Sin embargo, en sistemas de distribución las perdidas adicionales del sistema pueden ser imputadas a la operación de la unidad de generación.

● **Costos de energía en el punto de conexión:** Mediante modelos de simulación de la operación es necesario identificar los costos estimados de la energía de largo plazo e identificar problemas de desacoplos de precios (restricciones en el sistema de transmisión).

**Estudio de línea base ambiental:** A partir del conocimiento del lugar, sus especies, características, vulnerabilidades, entre otros aspectos, se puede conocer qué impactos puede tener un determinado proyecto. Por ejemplo, y con respecto a las líneas de conexión eléctrica, si hay un terreno que contiene especies protegidas por ley, se aumenta la complejidad y costo de emplazar el proyecto en dicho trazado.

La última modificación a la reglamentación ambiental establece la creación de un banco de líneas de base, de modo de sistematizar toda la información obtenida a través del SEA, para que esté disponible para los nuevos proyectos. El link de acceso a la página es:

<http://www.sea.gob.cl/contenido/mapa-de-proyectos-eia-con-lineas-de-bases>

Por último, cabe mencionar que tanto en la construcción de nuevas líneas, como de nuevas subestaciones, se requiere consultar la pertinencia de su evaluación o declaración de impacto ambiental al Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA). Para mayor información, revisar Artículo N° 3 del DS N° 95/2001.

**Tramitación de concesiones:** De ser requerido, las empresas interesadas en efectuar la generación, transporte o distribución de electricidad deben poseer una concesión definitiva emitida por el Ministerio de Energía, pero cuyo trámite es realizado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) quien las autoriza para tal efecto. Las empresas interesadas en obtener una concesión definitiva de generación, transporte o distribución de electricidad deberán presentar la solicitud correspondiente ante el Ministerio de Energía y una copia de ésta a la SEC de acuerdo a lo que establece la LGSE. El otorgamiento de esta concesión permitirá al concesionario realizar obras e imponer servidumbres, entre otras acciones, con el objetivo de efectuar el servicio público de generación, transporte o distribución de electricidad, según sea el caso. Cabe señalar que es una exigencia legal ser titular de la concesión para efectuar el servicio correspondiente. Una vez presentada la postulación, la SEC efectuará un estudio de admisibilidad de la solicitud que consiste en verificar que cumpla todas las indicaciones y requerimientos legales previamente establecidos.

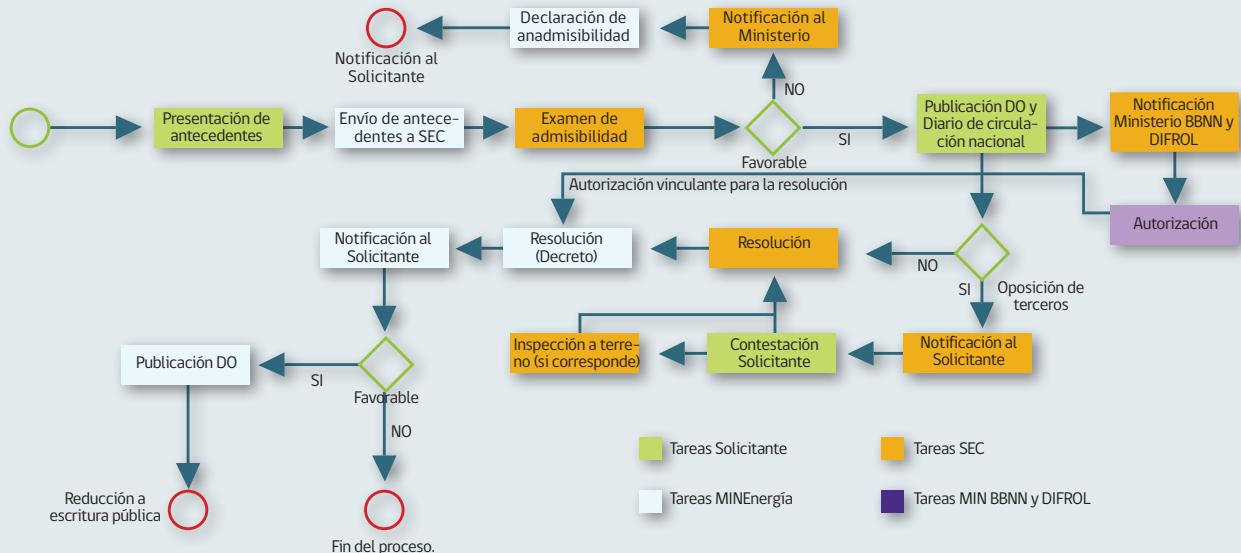


Figura 3.4: Diagrama de flujo tramitación de concesión.  
Fuente: SEC.

**Costos:** Considerando los puntos anteriores, se deberá realizar la ingeniería básica de cada alternativa identificada, generando una primera estimación de costos. Para una aproximación a los costos iniciales del proyecto se muestra la Tabla 3.2, Tabla 3.3, Tabla 3.4 y la Tabla 3.5.

Tabla 3.2: Valor estimado de inversión Líneas 220 kV-US\$/km

| Zona                 | 150 - 300 MVA | 300 - 1200 MVA |
|----------------------|---------------|----------------|
| Norte Grande y Chico | 200.000       | 300.000        |
| Centro               | 500.00        | 650.000        |
| Centro Sur           | 450.000       | 600.00         |
| Sur                  | 400.000       | 550.000        |

Fuente: Estimación en base a modelos de valorización ETT y STx - 2010.

Tabla 3.4: Valor estimado de inversión Líneas 66 kV-US\$/km

| Zona                 | 30 - 100 MVA |
|----------------------|--------------|
| Norte Grande y Chico | 60.000       |
| Centro               | 150.00       |
| Centro Sur           | 120.000      |
| Sur                  | 100.000      |

Fuente: Estimación en base a modelos de valorización ETT y STx - 2010.

Tabla 3.3: Valor estimado de inversión Líneas 110 kV-US\$/km

| Zona                 | 50 - 150 MVA | 150 - 300 MVA |
|----------------------|--------------|---------------|
| Norte Grande y Chico | 80.000       | 110.000       |
| Centro               | 250.00       | 350.000       |
| Centro Sur           | 200.000      | 280.00        |
| Sur                  | 120.000      | 170.000       |

Fuente: Estimación en base a modelos de valorización ETT y STx - 2010.

Tabla 3.5: Valor estimado de inversión Líneas 500 kV-US\$/km

| Zona                 | 750 - 1.500 MVA |
|----------------------|-----------------|
| Norte Grande y Chico | 600.000         |
| Centro               | 850.00          |
| Centro Sur           | 750.000         |
| Sur                  | 700.000         |

Fuente: Estimación en base a modelos de valorización ETT y STx - 2010.



### 3.3.3 ETAPA 3: DISEÑO DEL PROYECTO DE CONEXIÓN

Una vez seleccionada aquella alternativa técnicamente viable y de menor costo, se desarrolla la ingeniería definitiva del proyecto, etapa en la cual se determinan los componentes principales de la instalación de conexión, sus especificaciones técnicas, planimetría, entre otros. Dentro de los componentes principales a considerar en el desarrollo del proyecto de conexión se encuentran:

**Subestación Eléctrica:** Es el lugar en donde llegan (o salen) las líneas de transmisión y se encuentran instalados los transformadores de poder.

Cuando una subestación cuenta con líneas y transformadores se denomina de generación o distribución (subida o bajada). Cuando una subestación cuenta solamente con líneas de transmisión se denomina de paso o tránsito.

La subestación eléctrica está constituida por:

- **Transformadores:** Son los elementos que permiten cambiar los niveles de voltaje para la inyección de energía a los distintos niveles de tensión.
- **Paño de línea:** compuesta por un interruptor, desconectador, transformadores de medida y pararrayos, ver Figura 3.5, o solamente un desconectador, ver Figura 3.6. Si se utiliza el esquema de la Figura 3.6, la energización del transformador y línea se realizará de manera conjunta.

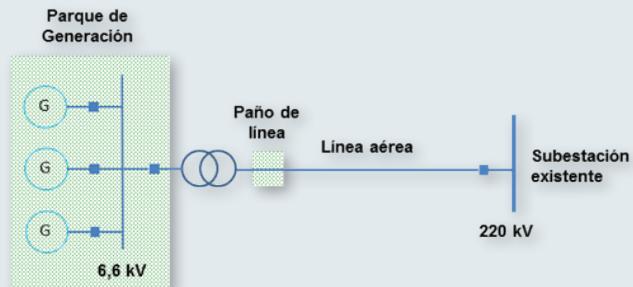


Figura 3.6: Conexión transformador y línea sin interruptor.

● **Sistemas de protección:** Cumplen la función de detectar las fallas eléctricas en el sistema de potencia y actúan sobre los interruptores. Cuentan con un sistema de control, que es el encargado de supervisar y comandar cada uno de los elementos de la subestación. El CDEC requiere conocer el estado de cada uno de los elementos, para lo cual se deben transmitir los estados operativos del equipo eléctrico al Centro de Despacho, esto se realiza mediante un sistema de telecomunicaciones. El ajuste del sistema de protecciones se obtiene a partir de los niveles de corriente, voltaje y frecuencia permitidos, mientras que los niveles máximos de falla permisible se obtienen en el estudio de cortocircuito.

● **Tierras de protección:** Cumplen la función de evitar las sobretensiones en los equipos de la subestación para la seguridad de los operarios y de los equipos que la componen, es decir, actúan como elementos de descarga ante sobretensiones producidas por fallas de maniobra o descargas atmosféricas.

● **Obra gruesa:** Corresponde a todos aquellos elementos de construcción y montaje, tales como estructuras, fundaciones, caminos, entre otros.

**Línea de transmisión:** La línea de transmisión es el elemento que permite transmitir la potencia desde los centros de generación hacia los centros de consumo. Para definir una línea se requiere conocer el nivel de tensión (kV) y la potencia (MW) a transmitir.

Para el diseño de la línea de transmisión, se debe tener un trazado que respete los requerimientos medio ambientales. Para su diseño se debe considerar si la zona es lluviosa, presenta nieve, vientos y otros factores que pueden influir

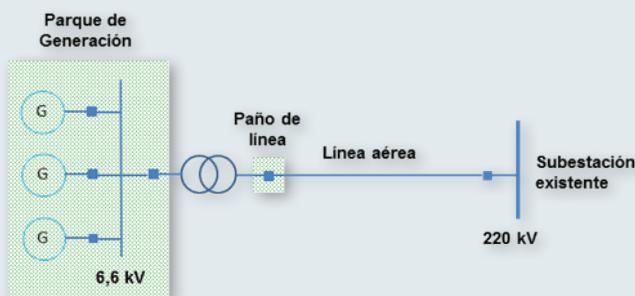


Figura 3.5: Conexión transformador y línea mediante interruptor.



en sus características constructivas. Con el trazado definido, se determina las cantidades, distancias y los tipos de torres que se deben instalar, considerando los factores técnicos como la potencia transmitida, que determina el diámetro o la cantidad de conductores necesarios para asegurar la integridad de las torres. De esta forma, una línea de transmisión está conformada a grandes rasgos por:

- **Postes:** corresponden a las estructuras donde se monta la línea eléctrica, dimensionadas para el transporte seguro de la energía.
- **Cable de guarda:** Protege los conductores de la línea ante descargas atmosféricas.
- **Fundaciones:** Son las bases donde se instalan las estructuras y sus características son acordes con el tipo de suelo (características mecánicas).
- **Conductores:** Los conductores son el medio de transporte de la energía eléctrica. Normalmente son construidos en aluminio reforzado o cobre. En la selección del conductor se debe considerar la cantidad de energía a transportar, la caída de tensión y las perdidas en la línea. A continuación se muestran distintos conductores usados en media tensión:

Tabla 3.6: Conductores utilizados en media tensión (1 kV–23 kV).

| Canalización | Tipo de conductor              | Sección             | Capacidad térmica |
|--------------|--------------------------------|---------------------|-------------------|
| Aérea        | Cu desnudo                     | 16 mm <sup>2</sup>  | 120 (A)           |
|              |                                | 25 mm <sup>2</sup>  | 180 (A)           |
|              |                                | 35 mm <sup>2</sup>  | 230 (A)           |
|              |                                | 70 mm <sup>2</sup>  | 360 (A)           |
|              |                                | 120 mm <sup>2</sup> | 600 (A)           |
|              | Cable Al protegido (Space CAB) | 70 mm <sup>2</sup>  | 276 (A)           |
|              |                                | 185 mm <sup>2</sup> | 497 (A)           |
|              | Al desnudo                     | 70 mm <sup>2</sup>  | 260 (A)           |
|              |                                | 120 mm <sup>2</sup> | 370 (A)           |
|              |                                | 240 mm <sup>2</sup> | 540 (A)           |
|              |                                | 300 mm <sup>2</sup> | 625 (A)           |
| Subterránea  | Cable Cu aislado XLPE          | 35 mm <sup>2</sup>  | 230 (A)           |
|              |                                | 70 mm <sup>2</sup>  | 360 (A)           |
|              |                                | 120 mm <sup>2</sup> | 600 (A)           |
|              |                                | 240 mm <sup>2</sup> | 540 (A)           |

Fuente: Chilectra

● **Crucetas y aisladores:** Parte de la estructura de una torre que permite separar, aislar y montar los conductores.

● **Franjas de servidumbre y de seguridad:** La franja de servidumbre corresponde a una franja de superficie, definida por ley, a ambos lados de la línea eléctrica y que permite a los titulares u operadores de la misma realizar las labores de mantenimiento que correspondan. La franja de seguridad corresponde a una franja de superficie, a ambos lados de la línea, en la que está prohibido levantar instalaciones que puedan ser afectadas por la línea eléctrica. La franja de seguridad siempre queda contenida dentro de la franja de servidumbre. El ancho de la franja de servidumbre y la distancia de seguridad están definidas por la normativa NSEG 5.

### 3.3.4 ESTIMACIÓN DE COSTOS

La estimación de costos del proyecto se desarrolla con diferentes niveles de ingeniería del proyecto, por ejemplo, para tomar la decisión de cuál alternativa de conexión se continuará desarrollando, habitualmente un desarrollador de proyecto utiliza ingeniería conceptual o de perfil para esta decisión, ya que el costo de desarrollar ingeniería básica o avanzada en todos las alternativas de conexión sería muy alto.

Una vez tomada la decisión de cuál alternativa será desarrollada, se inicia la valorización con los niveles de ingeniería básica, de esta forma se tiene una buena aproximación del costo del proyecto para la etapa de licitación y adjudicación del proyecto de conexión.

En Chile existen diferentes fuentes para valorizar los proyectos a nivel de ingeniería conceptual o de perfil, la cual puede ser encontrada en la página web de la CNE: Valores Nuevos de Reemplazo (VNR) de infraestructura en distribución:

- [www.cne.cl](http://www.cne.cl)
- Tarificación.
- Electricidad.
- Valor Agregado de Distribución (VAD).

Valores de Inversión (VI) de infraestructura en subtransmisión:

- [www.cne.cl](http://www.cne.cl)
- Tarificación.
- Electricidad.
- Tarificación de Subtransmisión.



Valores de Inversión (VI) de infraestructura en transmisión troncal:

- www.cne.cl
- Tarificación.
- Electricidad.
- Proceso de Tarificación Troncal.

### **3.4 SOLICITUD DE CONEXIÓN AL SISTEMA Y PUESTA EN SERVICIO.**

La Figura 3.7 muestra las etapas a desarrollarse para la conexión de un proyecto de generación. El proceso comienza con la solicitud de información del punto de conexión al coordinador del sistema (en el caso de los sistemas de transmisión) y al operador de las redes (tanto para sistema de transmisión como sistemas de distribución) con la información de las características del proyecto por parte del desarrollador. Esto se realiza a través de una carta formal, donde se presenta el proyecto y se solicita indicar las condiciones que deberá proveer el proyecto para realizar su conexión al sistema de eléctrico. Como respuesta esta carta tanto el coordinador como el operador responderán la carta indicando las características que deberá cumplir el proyecto, la información que deberá proveer el desarrollador del proyecto antes de que se le autorice la conexión y por último los estudios del impacto que podría generar la conexión del proyecto al sistema eléctrico, indicando las características que deberán ser tratadas en cada estudio.

En algunos casos es posible que el operador del sistema (propietarios de las instalaciones) solicite la firma de los convenios para realizar la conexión, incluyendo pagos para financiar la revisión de los estudios y de la ingeniería de la conexión.

Una vez recibido los estudios y la información necesaria, tanto, el operador como el coordinador del sistema eléctrico podrán emitir observaciones a los documentos entregados. Si este fuera el caso, el desarrollador del proyecto deberá responder las observaciones antes de obtener la autorización para la conexión.

El proceso continúa tanto con el desarrollo de todos los estudios de impacto como de ingeniería necesarios para garantizar la factibilidad técnico/económica del proyecto de conexión, así como la correcta operación del proyecto

de generación en las redes a las que se conecta. Dentro de esta etapa, se encuentran los análisis del punto de conexión, y desarrollo de la ingeniería definitiva del proyecto, como se detalló en los puntos anteriores.

Una vez ejecutadas las obras físicas del proyecto, y en forma previa a la conexión de este a las redes, se deben realizar una serie de pruebas como parte de pruebas de conexión. Estas pruebas de conexión dependerán del sistema al que se conecten y a la normativa vigente y deberán ser coordinadas tanto con el propietario u operador del sistema eléctrico donde se realiza la conexión como con el coordinador del sistema (CDEC).



Figura 3.7. Etapas del proceso de conexión a redes eléctricas.

#### **3.4.1 ESTUDIOS ELÉCTRICOS**

Dentro de las distintas etapas del desarrollo de un estudio de conexión, se deben realizar evaluaciones de impacto sistemáticas, que tienen como objetivo cuantificar el impacto de la operación en la red a la que se conecta el sistema de generación, de manera de asegurar que la calidad y seguridad del suministro eléctrico no se vea comprometida.

Los estudios eléctricos se clasifican a grandes rasgos en estudios estáticos, dinámicos y estudio de niveles de cortocircuito, la explicación de cada estudio se muestra a continuación:



**Estudios Estáticos:** Este tipo de estudio analiza el impacto del proyecto en la red en operación de régimen permanente. Se analizan las pérdidas de las líneas, los perfiles de tensión de las barras adyacentes al punto de conexión y la sobrecargas de líneas y transformadores. A partir de este estudio se puede concluir, en base a las pérdidas y sobrecargas en el sistema, si es necesario modificar las redes existentes (ampliarlas o instalar equipamiento adicional), o si bien estas tienen holgura suficiente para soportar el impacto del proyecto. También se analiza la necesidad de realizar compensación de reactivos u alguna otra medida para corrección de perfiles de tensión, factores de potencia y/o mejorar la reserva de potencia reactiva en las unidades generadoras.

**Estudios Dinámicos:** Este tipo de estudios analizan la respuesta dinámica del sistema y del generador ERNC ante la presencia de contingencias y anomalías en la operación de la red y/o del generador. Este tipo de estudio depende de los requerimientos del sistema al que se conecte. Los estudios dinámicos realizados típicamente abordan impactos transitorios en voltaje, frecuencia, ángulo rotatorio de las unidades generadoras y el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa en los elementos series del sistema de transmisión.

**Estudio de Coordinación de Protecciones:** este estudio permite determinar los ajustes de las nuevas instalaciones y los ajustes de las protecciones existentes que se deberían modificar producto de la conexión de un proyecto determinado.

**Estudios de cortocircuito:** Pueden ser estudios de cortocircuito monofásico, trifásico, dependiendo el nivel de tensión al que se conecten. En este estudio se debe verificar si las corrientes de cortocircuito son inferiores a las corrientes de ruptura de los equipos afectados por los cortocircuitos, además se debe chequear las corrientes térmicas admisibles.

A continuación, se entrega un resumen de los ámbitos abordados por los estudios eléctricos.

**Flujo de potencia (estudio estático):** Por lo general deben considerar distintos escenarios de operación, su objetivo es analizar los eventuales problemas de sobrecarga y regulación de tensión en todas las instalaciones existentes o en

las de su entorno, afectadas por la conexión y desconexión del sistema de las nuevas instalaciones, identificando al menos los niveles de tensión y las transferencias de potencia en todas las instalaciones, tanto en condiciones normales de operación como frente a contingencias. Según el tipo de tecnología a utilizar, podría ser necesario considerar que se debe llegar con tensión hasta los bornes de los generadores (o inversores) para que éstos puedan arrancar, conectarse o sincronizar.

**Pérdidas (estudio estático):** Las pérdidas en las redes están asociadas al fenómeno de calentamiento de los conductores de las líneas (Efecto Joule), las que limitan la capacidad de transporte de las mismas y deben ser consideradas para fines de definir la inyección neta de potencia del proyecto al sistema. Las pérdidas de las líneas se pueden cuantificar a partir de la siguiente expresión:

$$P=R \cdot I^2 \quad (3.1)$$

**Dónde:**

- P: **Pérdidas [W]**
- R: **Resistencia de línea [Ω]**
- I: **Corriente que circula por la línea [A]**

A partir de la expresión anterior, se puede concluir que el aumento de la corriente que circula por la línea, produce un aumento cuadrático en las pérdidas del sistema. Las pérdidas son un parámetro de ineficiencia de la línea, las cuales tienen un costo. Por lo tanto, si la conexión de la central de generación ERNC produce un aumento en las pérdidas del sistema, genera un costo extra en la operación del proyecto.

De esta forma, si la inyección de energía a las redes de un sistema eléctrico de potencia por parte de una central de generación aumenta el flujo de potencia circulando por las líneas de la red, independiente del sentido de flujo, se producirá un aumento en las pérdidas.

Por otra parte, si la inyección de energía a las redes de un sistema eléctrico de potencia por parte de una central de generación disminuye el flujo de potencia circulando por las líneas de la red, independiente del sentido de flujo, se producirá una disminución en las pérdidas.



En la práctica, en el caso de los PMGD, y dependiendo del tamaño de la central de generación, suele ocurrir que aquellas centrales que inyecten en puntos alejados de los centros de consumo aumenten las pérdidas de las líneas de transporte, mientras que aquellas que inyecten más cerca de los puntos de consumo, disminuyan las pérdidas.

#### **Estudio de estabilidad transitoria (Estudios dinámicos):**

Por lo general deben considerar distintos escenarios de operación, cuyo objetivo es analizar el impacto de la conexión y desconexión de las nuevas instalaciones en la estabilidad del sistema, verificando el comportamiento dinámico de la tensión, las transferencias de potencia, los factores de amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas, la frecuencia en barras y los ángulos rotóricos de los generadores sincrónicos del sistema en condiciones normales de operación y frente a contingencias. En el caso de nuevas instalaciones de generación, se deberá estudiar además el comportamiento de estas ante perturbaciones causadas por contingencias en instalaciones existentes que se ubiquen en la zona afectada por las nuevas instalaciones.

**Estudio de cortocircuito:** A través del estudio de cortocircuito se conocen los niveles de corriente de falla monofásica, trifásica, de línea a línea, línea a tierra, etc, en cada uno de los puntos de infraestructura eléctrica. A través del estudio de fallas de cortocircuito se obtiene además:

- Capacidad de ruptura de los elementos de interrupción de los dispositivos de protección como: Interruptores de baja y media tensión, fusibles, etc.
- Corriente de ruptura de las barras principales de tableros de distribución.
- Corriente de ruptura de los conductores eléctricos.
- Corriente térmica de los equipos afectados.

**Estudio de ajuste de protecciones:** En este estudio se realiza la coordinación de las protecciones de todas las instalaciones afectadas por la incorporación de las nuevas instalaciones al sistema, frente a contingencias que considere distintos escenarios de operación. La coordinación de protecciones debe apoyarse en un diagrama unilineal que muestre todas las protecciones involucradas. A su vez, este estudio deberá contener los tiempos de operación de las

protecciones involucradas, para cada una de las fallas y los casos estudiados, tanto para las protecciones principales como para sus respectivos respaldos. El resultado principal del estudio son los nuevos ajustes tanto para las nuevas instalaciones como para aquellas existentes.

#### **3.4.2 PUESTA EN SERVICIO**

Para la puesta en servicio del proyecto de conexión se deberán realizar una serie de pruebas, la cuales deberán ser coordinadas tanto con el coordinador del sistema (CDEC, si es un sistema transmisión) como con el operador del sistema (propietario).

Durante las pruebas de puesta en servicio se comprueba el correcto desempeño de las instalaciones desde un punto de vista de la relación bilateral entre propietario y el administrador de la red, estas pruebas cubren 5 ámbitos:

##### **Calibración y ajuste de protecciones:**

En esta etapa de pruebas, se comprueba el ajuste y calibración de las protecciones existentes, en base a la normativa del segmento al que se conecte. Se revisa además la concordancia entre los antecedentes entregados por el proyecto de ingeniería y el montaje y ajuste en terreno.

**Sincronización:** Corresponde al chequeo de los equipos de sincronización y primeras pruebas de conexión, donde se revisa el correcto funcionamiento del sistema respecto a los valores de voltaje, frecuencia y secuencia de fases.

**Calidad de suministro:** Dependiendo el sistema al que se conecte, las pruebas podrán incluir también la medición de la regulación de tensión en barras, inyección de armónicos, distorsiones en la señal de voltaje, entre otros con el fin de comprobar que la operación del sistema se encuentre dentro de los parámetros de calidad que establece la normativa respectiva.

**Operación en isla:** Este ámbito se refiere a la capacidad de un sistema de generación de levantar a una carga determinada del SEP ante una falla en el resto del sistema.

**Medición y comunicación de datos:** Parte importante de las pruebas de conexión se refieren a los protocolos y estándares de comunicación y medición, en particular para aquellos sistemas que actúen coordinados con los Centros de Despacho y Control (CDC) de cada CDEC.





## CAPÍTULO IV

# CONEXIÓN A SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Para la conexión a los sistemas de transmisión se deben identificar dos procesos que son claves, el primero es el proyecto de conexión y el segundo son los permisos de conexión.

El proyecto de conexión consiste básicamente en definir cuál será la forma de conectar el proyecto de generación al sistema de transmisión, pasando por una etapa de pre-factibilidad técnica - económica, en la cual se debe seleccionar a nivel de ingeniería conceptual la solución de conexión, y la etapa de ingeniería y desarrollo del proyecto de conexión.

Como parte del primer paso que se da en el proceso de conexión y en paralelo al proceso de desarrollo del proyecto de conexión, está ponerse en contacto con el organismo coordinador del proyecto y la empresa propietaria de las instalaciones. Lo anterior, se desarrolla al mismo tiempo que el proceso de ingeniería y desarrollo del proyecto de conexión.

Para los sistemas de transmisión, los permisos para conectarse se encuentran concentrados en el coordinador del

sistema (CDEC) y serán estos organismos quienes dicten los requisitos para conectar una nueva instalación al sistema eléctrico. No obstante lo anterior, se deberá coordinar con los propietarios del sistema de transmisión la conexión de la central generadora.

La conexión a los sistemas de transmisión se realiza a través de una solicitud formal al organismo coordinador (CDEC) y en coordinación con los propietarios de las instalaciones, siendo clave el principio de libre acceso para el correcto funcionamiento del sector eléctrico.

La LGSE define el libre acceso a las redes de transmisión troncal, subtransmisión y adicional, extendiendo dicha condición a las redes de transmisión adicional que utilicen una servidumbre en bienes nacionales de uso público. Por tanto, la conexión para líneas adicionales que no se encuentren en la condición anterior, corresponde según la LGSE, a una negociación privada entre el propietario de la línea y la parte interesada.

La Dirección de Operación (DO) del CDEC que coordina la operación en el sistema en que se realizará la conexión



del nuevo generador, establece las condiciones mínimas para toda instalación nueva que se conecte al sistema, a través de un Procedimiento que es transversal para los diferentes segmentos de la transmisión en Chile. De la misma forma, la LGSE define a la Dirección de Peajes (DP) del CDEC como la unidad técnica responsable del cálculo de peajes por uso de redes de transmisión troncal, subtransmisión y adicionales cuya servidumbre se encuentre en bienes nacionales de uso público, quedando el resto de las líneas adicionales sujetas a condiciones de contratos privados. Lo anterior se identifica y desarrolla en la última parte del proceso de conexión.

A continuación se describen los principales aspectos de la conexión de proyectos ERNC en los sistemas de transmisión (Transmisión troncal, Subtransmisión y Adicional). En primer lugar se presenta la normativa de conexión y operación, haciendo especial énfasis en proyectos ERNC. En segundo lugar, se presenta los principales aspectos de un proyecto de conexión en un sistema de transmisión.

## 4.1 NORMATIVA DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN

### 4.1.1 ASPECTOS REGULATORIOS

Para la conexión y operación, se aplica la misma normativa para el segmento de transmisión troncal, subtransmisión y adicional, tal como se puede apreciar en la Tabla 4.1. A la fecha de elaboración de este manual se encuentra en proceso de elaboración un reglamento específico para sistemas de transmisión adicional.

Tabla 4.1: Marco regulatorio aplicable a conexión a nivel de sistemas de transmisión.

|                  | Sistemas Adicionales                                      | Subtransmisión  | Transmisión Troncal                                       |
|------------------|---|---|---|
| Nivel de tensión | 66-220 kV   | 66 - 220 kV   | 220 - 500 kV  |
| Marco Legal      | LGSE  | LGSE  | LGSE  |
| Reglamento       | DS 327  | DS 327/ Decreto Nº 14 del 2012                            | DS 327  |
| Normativa        | NTSCS/Procedimientos CDEC/ NCh. Elect. Corrientes fuertes | NTSCS/Procedimientos CDEC/ NCh. Elect. Corrientes fuertes | NTSCS/Procedimientos CDEC/ NCh. Elect. Corrientes fuertes |

### 4.1.2 ASPECTOS NORMATIVOS

Previo a la conexión al sistema, existen procedimientos que un generador debe cumplir para hacer efectiva su conexión al sistema de transmisión, los cuales dependen del sistema al que se conectarán. Estos procedimientos se encuentran elaborados por la DO del CDEC respectivo y hacen referencia a las directrices que deben seguir los desarrolladores de proyectos para la puesta en operación de las centrales generadoras en el sistema de transmisión. En particular, el Procedimiento DO del CDEC-SING "Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se interconectan al SI" establece que:

- Requisitos Técnicos para Instalaciones de Generación, dependiendo de su potencia instalada y de su ubicación en el SI.
- Requisitos Técnicos para Instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal o que se conectan a él.
- Requisitos Técnicos para Instalaciones del Sistema de Subtransmisión o que se conectan a él.
- Requisitos Técnicos para Instalaciones de Sistemas Adicionales o que se conectan a él.
- Requisitos Técnicos para la conexión de instalaciones de clientes al sistema de transmisión.
- Bases y estudios que deberán presentarse previos a la primera sincronización o energización de las nuevas instalaciones, tales como:
  - Coordinación de Protecciones
  - Estudios Estáticos y Dinámicos que consideren fallas en las nuevas instalaciones y en el SI.
- Plazos para entrega de estudios y otros plazos no estipulados en la presente NT.
- Procedimientos operacionales exigibles a las nuevas instalaciones.
- Condiciones y requisitos para la primera sincronización o energización.
- Pruebas exigibles a las instalaciones y fechas de presentación del programa de pruebas a la DO junto con su descripción".

Esta metodología se encuentra aprobada a través de la Resolución Exenta Nº 627 del 2012 de la CNE.



Para el caso del SIC, el procedimiento DO del CDEC-SIC se llama “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SIC”.

Por otro lado, la norma técnica aplicable a las condiciones de conexión y operación de proyectos que se conecten a los sistemas de transmisión es la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS). En el anexo se presenta una síntesis de la norma, en la que señala su estructura, contenido general y alcances.

Existen requerimientos mínimos a cumplir por un proyecto de generación de acuerdo a lo indicado en la NTSyCS, los cuales deben ser informados al operador del sistema, en forma previa a la conexión del proyecto. La siguiente tabla resume aquellas disposiciones a considerar por parte de los desarrolladores de proyectos.

Se debe mencionar que la NTSyCS es revisada año a año y actualizada cada cuatro años en el sistema chileno, por lo que los artículos a cumplir para la conexión de una central generadora pueden cambiar en el tiempo. Se recomienda revisar la última norma técnica vigente y consultar por posibles modificaciones que podría tener.

## **4.2 ETAPAS DE LA CONEXIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN**

El proceso de conexión de una central generadora se puede separar en dos partes, la primera parte tiene relación con las etapas del proyecto, en donde se puede identificar las siguientes etapas: i) Identificación del punto de conexión, ii) ingeniería del proyecto de conexión, iii) licitación del proyecto de conexión, iv) inicio de la construcción del proyecto, v) pruebas de puesta en servicio y finalmente vi) puesta en servicio del proyecto.

La segunda parte se desarrolla en paralelo a la primera, y se relaciona con la gestión que se debe desarrollar para obtener los permisos para la conexión del proyecto en el sistema de transmisión. Estos permisos se gestionan con el organismo coordinador del sistema de transmisión (CDEC), con la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC), y con el dueño de las instalaciones de transmisión.

Las etapas del permiso de conexión se puede separar en: i) presentación del proyecto, ii) solicitud de requerimientos, iii) entrega de información y desarrollo de estudios, y iv) coordinación de puesta en servicio.

Tabla 4.2: Dispersiones específicas sobre tecnologías ERNC en NTSyCS.

| Temática  | Tecnología                     | Disposición   | Artículo |
|---|--------------------------------|---|----------|
| Exigencias mínimas para diseño de instalaciones de generación       | Máquina sincrónica             | Factor de potencia requerido bajo condición de operación a potencia máxima  | 3-6      |
|   | Eólica / Fotovoltaica          | Condición de FRT+   | 3-7      |
|   | Eólica / Fotovoltaica          | Condiciones de entrega y absorción de reactivos bajo tensiones en estado normal   | 3-8      |
|   | Hidro / Eólica / Fotovoltaica  | Tiempos de operación permitidos para diferentes niveles de frecuencia   | 3-9      |
|   | Eólica                         | Rangos de frecuencia válidos para operar  | 3-10     |
|   |                                | Rango de factor de potencia válido para operación de generadores eólicos  | 5-54     |
| Estándares en generación y transmisión para estado de emergencia    | Eólica / Fotovoltaica          | Límites de contaminación de la red para: armónicas de tensión y corriente, fluctuaciones de tensión y severidad de parpadeo | 5-75     |
| Estándares de calidad de producto eléctrico                         | Eólica* / Fotovoltaica         | Asignación de recursos y márgenes de control de potencia reactiva   | 6-40     |
| Estudio de control de tensión y requerimientos de potencia reactiva | Eólica / Hidro* / Fotovoltaica | Datos sobre máquina motriz  | 9-14     |
| Información técnica: unidades generadoras                           | Eólica / Hidro* / Fotovoltaica | Datos sobre fuente primaria de energía  | 9-15     |

### **4.2.1 IDENTIFICACIÓN DE PUNTO DE CONEXIÓN**

Antes de introducir la identificación del punto de conexión, es necesario definir, desde la normativa actual qué se entiende por punto de conexión. La NTSyCS define el punto de conexión de la siguiente manera:

Artículo 1.7, numeral 61: “Punto de Conexión: Punto en el cual se produce un cambio del tipo de Coordinado o cambio de propiedad de las instalaciones dentro de un

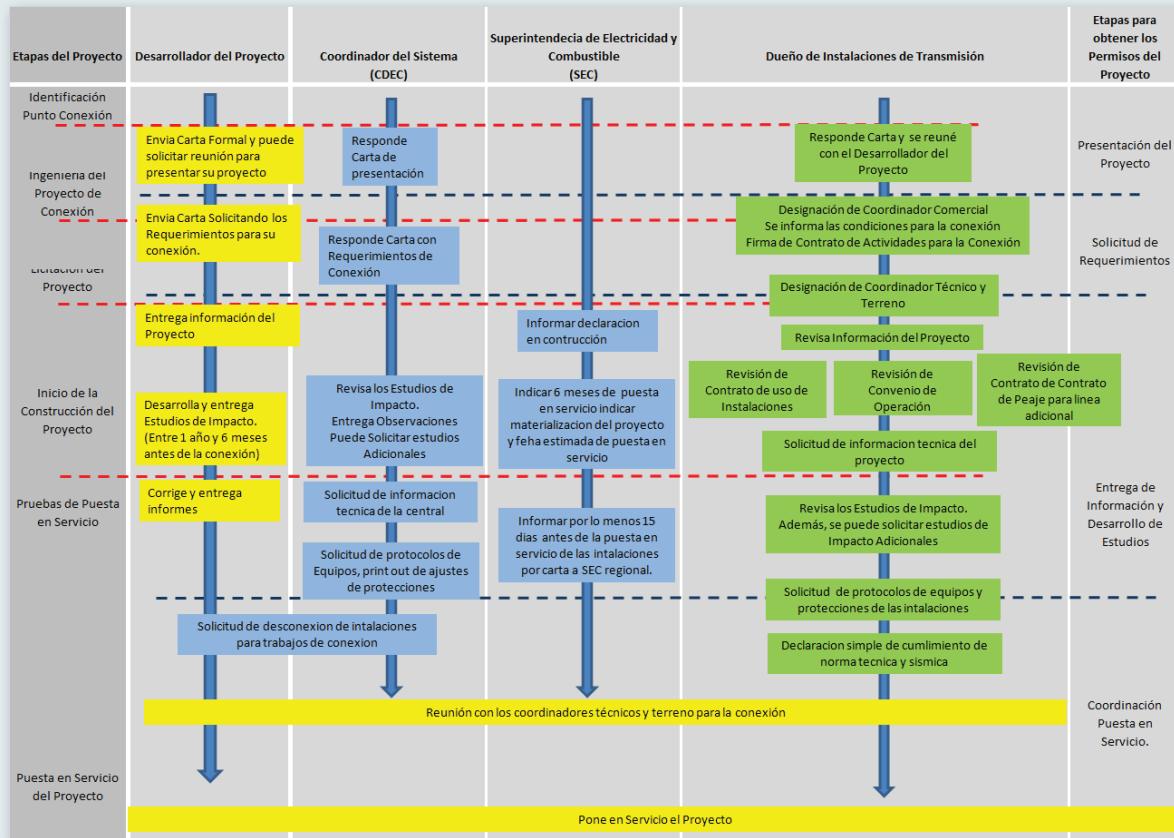


Figura 4.1: Resumen etapas de conexión al sistema de distribución.

mismo tipo de sistema de transmisión". De acuerdo con lo anterior, se considera Punto de Conexión los siguientes lugares de unión o fronteras, pudiendo existir más de un punto de conexión cuando existan redundancias de vínculo:

- Entre un Cliente y las Instalaciones del Sistema de Transmisión correspondiente.
- Entre instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal.
- Entre un Sistema de Transmisión Troncal y un Sistema de Subtransmisión.

- Entre un Sistema de Transmisión Troncal y un Sistema de Transmisión Adicional.
- Entre instalaciones del Sistema de Subtransmisión.
- Entre un Sistema de Subtransmisión y un Sistema de Transmisión Adicional.
- Entre instalaciones del Sistema de Transmisión Adicional.
- Entre el generador y el Sistema de Transmisión o de



Distribución, en donde el transformador elevador, si existe, se considera como instalación del generador." Los puntos de conexión pueden ser en una subestación o conexión en derivación en una línea de transmisión [NTSyCS, artículo 3-29, 3-30 y 3-31].

En particular para lo que refiere a este documento, el punto de conexión se asocia a lo descrito en el último acápite, la Figura 4.2 ejemplifica lo mencionado.

Para todas las alternativas de conexión que sean factibles desde el punto de vista técnico, se realiza una evaluación económica de cada punto de conexión, en donde se estima el Valor Presente de Inversión (Costo de la Conexión) y Operación (Pérdidas, Peajes, Costo de O&M de las instalaciones). En algunos casos es prudente además de evaluar los costos de la conexión, el efecto en el precio de inyección que tendrá la central al considerar uno u otro punto de llegada al sistema eléctrico.

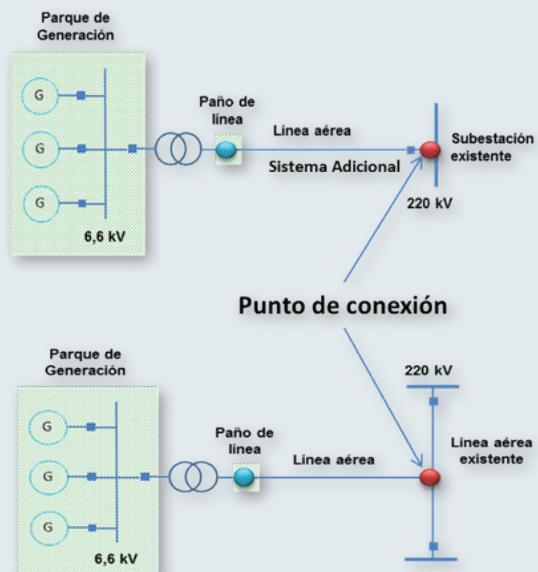


Figura 4.2: Ejemplos de identificación de punto de conexión.

El punto de conexión puede estar en una subestación eléctrica o en un punto determinado de una línea de transmisión. Cuando la conexión se realiza en un punto de la línea se denomina tap-off o S/E seccionadora (ambas denominaciones corresponden a distintos tipos de instalaciones para conectarse a una línea).

Un proyecto de generación puede tener más de una alternativa de conexión, en estos casos se realiza un estudio de prefactibilidad con un estudio de flujos de potencia de forma de evaluar desde el punto de vista técnico si es factible inyectar la potencia de la nueva central generadora en cada alternativa de conexión que se desea evaluar, pero cumpliendo los requerimientos indicados en la norma técnica de seguridad y calidad de servicio (NTSyCs).

#### 4.2.2 INGENIERÍA, LICITACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DEL PROYECTO

Una vez identificado el punto de conexión óptimo para la central generadora (factible técnica y económicamente), se inicia la etapa de desarrollo de la ingeniería, con la cual se definen las características del proyecto y se prepara la documentación para su construcción y desarrollo.

Cabe destacar que en esta etapa, en caso de requerir derechos de servidumbre para el desarrollo de una línea de transmisión, estos se pueden iniciar una vez terminada la etapa de ingeniería y en paralelo a la solicitud de impacto ambiental. Para obtener la servidumbre de paso existen dos alternativas, la primera, obtener la servidumbre en forma voluntaria con un contrato bilateral entre el desarrollador del proyecto y el propietario de los terrenos por donde se desea que pase la línea de transmisión. Si este fuera el caso, el desarrollador del proyecto acordaría un pago por el derecho de servidumbre en ese terreno. En caso de no llegar acuerdo, el desarrollador del proyecto deberá solicitar la servidumbre mediante la conformación de un tribunal arbitral conocido como comité de hombres buenos. El único requisito para solicitar a este comité es tener en poder del desarrollador del proyecto la concesión eléctrica para el desarrollo de la línea de transmisión, dado esto, en cuanto más rápido se conozca la ingeniería del proyecto, inmediatamente se debe solicitar las concesiones de la línea de transmisión e iniciar las negociaciones con los dueños de los predios para obtener las servidumbres voluntarias. El desarrollo de una línea de transmisión en Chile puede tomar entre 3 y 5 años aproximadamente, dependiendo del tiempo que tome obtener los derechos de servidumbre sobre los terrenos, en líneas muy cortas estos tiempos disminuyen ya que se vuelve menos complejo obtener los derechos de paso por los predios del trazado.

Una vez terminada la etapa de ingeniería, el desarrollador del proyecto licita e inicia el desarrollo y construcción del proyecto de conexión.



#### **4.2.3 EXIGENCIAS PARA LA PUESTA EN SERVICIO Y OPERACIÓN EN EL SISTEMA**

Una vez construido, y para poner en servicio la conexión e iniciar la operación de la central generadora, el desarrollador del proyecto deberá coordinar con el propietario de las instalaciones de transmisión y con el coordinador del sistema, las pruebas de puesta en servicio.

Al igual que para los estudios de impacto de conexión al sistema, los procedimientos de energización y las pruebas requeridas previo a la puesta en servicio se encuentran disponibles en Procedimientos de las DO del CDEC-SING y CDEC-SIC, siendo la NTSyCS la normativa general que entrega los lineamientos para los Procedimientos DO de ambos sistemas. Estos procedimientos son:

- Procedimiento DO “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SIC”.
- Procedimiento DO “Interconexión, Modificación y Retiro de Instalaciones del SING”.

Por otra parte, la NTSyCS establece requisitos para la conexión y operación en el sistema en varios de sus capítulos. Entre ellos el capítulo 4, donde se establece la exigencias mínimas en materia de equipamiento de medición y adquisición de datos, sistemas de comunicaciones, sistema de información y control.

Por otro lado en el capítulo 5 es donde se definen las exigencias mínimas de seguridad y calidad de servicio para todas las condiciones de operación de las centrales generadoras.

En el capítulo 8, se establecen las características de habilitación y supervisión de las instalaciones del sistema eléctrico destinados al control de frecuencia, control de tensión y PRS.

Por último, la NTSyCS en el artículo 6-17, se ordena a las unidades generadoras a publicar un reporte mensual de la calidad del suministro eléctrico. Este informe se encuentra normado a través de un Procedimiento DP de cada CDEC.

#### **4.3 PERMISOS DE CONEXIÓN AL SISTEMA**

De acuerdo a lo señalado en el capítulo anterior, el proceso de desarrollo de la ingeniería para la conexión al sistema,

comienza identificando el punto de conexión, instancia en la cual se le informa al operador y al coordinador del sistema de transmisión correspondiente las características del proyecto, y a la vez se solicitan los requisitos que se revisarán para conectar al Sistema de Transmisión al generador, como parte de la respuesta del coordinador se incluye los estudios e información que el desarrollador del proyecto deberá entregar al coordinador del sistema (CDEC) y al propietario de las instalaciones.

En paralelo, el desarrollador del proyecto deberá acordar con el dueño de las instalaciones una serie de convenios o contratos que normarán la relación contractual de la empresa que se conecta a las instalaciones del sistema de transmisión, así como sus responsabilidades y derechos.

A continuación se describe en detalle los requerimientos para la conexión en el SING y SIC de acuerdo a lo indicado por cada uno de los CDECS respectivo.

#### **4.3.1 FUNCIONES DEL DESARROLLADOR DEL PROYECTO**

El desarrollador del proyecto deberá presentar su proyecto tanto al coordinador del sistema (CDEC) como al dueño de las instalaciones de transmisión donde se conectará.

Una vez hecho esto el desarrollador del proyecto deberá solicitar las condiciones de conexión al coordinador del sistema a través de una carta, la cual será respondida indicando las condiciones que debe cumplir para su conexión, lo que incluye la información que debe proveer así como los estudios que serán revisados por este organismo antes de autorizar la conexión.

Por otro lado, el proyecto será presentado al dueño de las instalaciones de transmisión. Algunas empresas de transmisión designan un ejecutivo comercial de conexión, el cual explica el procedimiento a seguir para lograr la conexión del proyecto e informa los costos de este proceso, así como solicita la información y estudios que deberá proveer el desarrollador del proyecto para verificar que la nueva conexión no afecta las instalaciones existentes. Además de lo anterior, el ejecutivo comercial deberá acordar (antes de la conexión) los contratos de conexión, operación y uso de instalaciones comunes con el desarrollador del proyecto. Una vez iniciado el proceso, algunas empresas de transmisión, a través de los ejecutivos comerciales, informan al cliente quién será el coordinador técnico de



la conexión, y quién será el coordinador de terreno para la conexión.

Una vez que el desarrollador del proyecto ha entregado tanto la información como los estudios solicitados, y el dueño de las instalaciones del sistema de transmisión a entregado sus observaciones, se está en condiciones de coordinar la puesta en servicio, para este efecto se deberá tener acordados los contratos de operación, contrato de peajes de líneas adicional, y contrato de uso de instalaciones comunes.

#### **4.3.2 DEBERES DEL PROPIETARIO DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN**

El principal rol del dueño de las instalaciones de transmisión durante el proceso de conexión, redonda en mantener una operación confiable de su sistema, dado esto, él velará por que las conexiones no afecten estas instalaciones y su funcionamiento, para lo cual revisará y observará la información que el desarrollador del proyecto le proporcione. Los convenios y contratos tienen por objeto transparentar el marco de reglas con las cuales ambas empresas coexistirán desde el momento en que se ejecuta la conexión, por lo que son de vital importancia.

Finalmente es el CDEC respectivo el que autoriza la conexión formal al sistema, si considera que el desarrollador del proyecto ha cumplido con todas la exigencias solicitadas. El dueño de las instalaciones de transmisión, estará monitoreando todo el proceso, incluyendo la puesta en servicio del proyecto de generación.

#### **4.3.3 FUNCIONES DEL COORDINADOR DEL SISTEMA**

Dentro de las funciones se encuentran el recibir la información y exigir los requisitos técnicos que debe cumplir el desarrollador del proyecto para conectarse al sistema.

En este sentido ambos CDEC actúan en base a lo indicado en la Ley General de Servicios Eléctricos y la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, pero ambos desarrollan sus propios procedimientos para cumplir con esta exigencia.

#### **4.3.4 FUNCIONES DE LA SEC**

La SEC tiene por funciones dentro del proceso de conexión tomar razón de la conexión y velar por el cumplimiento de la normativa. De esta forma a la SEC se le debe informar de la conexión al sistema con seis meses de anticipación a la

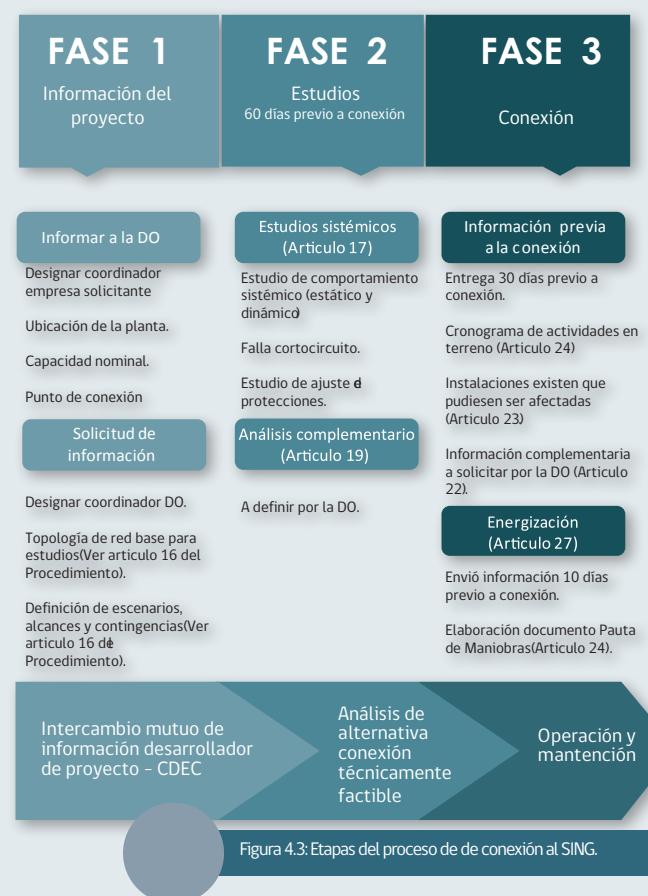
puesta en servicio y 15 días antes de la puesta en servicio avisar que el proyecto se encuentra en condiciones de realizar su conexión al sistema.

Durante este proceso, además la SEC es la encargada de entregar la concesión eléctrica en el caso que el proyecto deba desarrollar un sistema de transmisión para lograr la conexión al sistema.

### **4.4 PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN AL SING**

El procedimiento de interconexión de nuevas centrales al SING está regulado por la Resolución Exenta N° 627 del 2012 de la CNE, la cual informa favorablemente del Procedimiento DO "Interconexión, Modificación y Retiro de Instalaciones del SING".

La Figura 4.3 muestra las etapas de conexión a los sistemas de transmisión del CDEC SING:





## 4.5 PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN AL SIC

El procedimiento de interconexión de nuevas centrales al SIC está regulado por el Procedimiento DO “Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones que se Interconectan al SIC” de Junio del 2011. En dicho Procedimiento DO se informan las etapas y tiempos mostrados en la Figura 4.4.

en el sistema eléctrico al conectar una nueva instalación. Adicional a los estudios que solicita el CDEC, la empresa propietaria de las instalaciones podrá pedir estudios de impacto adicionales, tendientes a verificar que la nueva conexión no impacte sus instalaciones.

## 4.6 ESTUDIOS DE IMPACTO REQUERIDOS PARA CONEXIÓN A SISTEMAS DE TRANSMISIÓN.

Los estudios que son solicitados por los CDECs son los mismos en ambos sistemas, serán revisados y observados por las Dirección de Operación de Cada CDEC, las cuales entregarán observaciones al desarrollador del proyecto. El objetivo final de estos estudios es verificar los impactos

### 4.6.1 ESTUDIOS DE IMPACTO SOLICITADOS POR LOS CDEC

Los estudios que solicitan los CDEC son los siguientes:

**Estudios de flujos de potencia:** Este estudio deberá considerar distintos escenarios de operación, cuyo objetivo es analizar los eventuales problemas de sobrecarga y regulación de tensión en todas las instalaciones existentes o en las de su entorno, afectadas por la conexión y desconexión del SIC de las nuevas instalaciones, identificando al menos los niveles de tensión y las transferencias de potencia en todas las instalaciones, tanto en condiciones normales de operación como frente a contingencias.

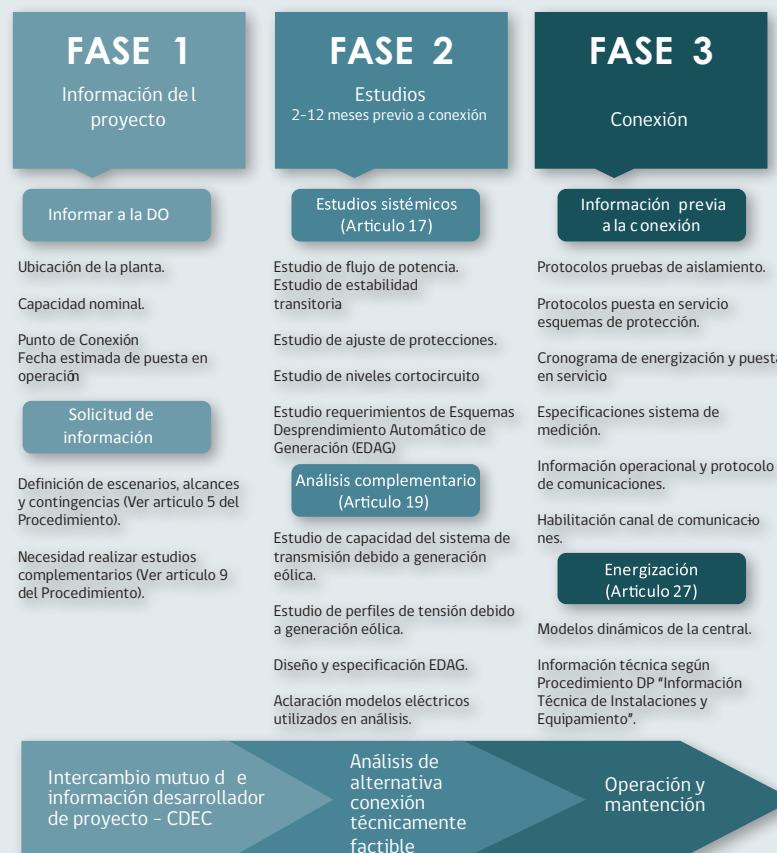


Figura 4.4: Etapas del proceso de conexión al SIC.



**Estudio de estabilidad transitoria:** Este estudio debe considerar distintos escenarios de operación, cuyo objetivo es analizar el impacto de la conexión y desconexión de las nuevas instalaciones en la estabilidad del SIC, identificando al menos los niveles de tensión, las transferencias de potencia, los factores de amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas, la frecuencia en barras y los ángulos rotóricos de los generadores síncronos del sistema en condiciones normales de operación y frente a contingencias. En el caso de nuevas instalaciones de generación, se deberá estudiar además el comportamiento de estas ante perturbaciones causadas por contingencias en instalaciones existentes que se ubiquen en la zona afectada por las nuevas instalaciones.

**Estudio de ajuste de protecciones:** Este estudio debe mostrar la coordinación de las protecciones de todas las instalaciones afectadas por la incorporación de las nuevas instalaciones al SIC, frente a contingencias y ante distintos escenarios de operación. Esta explicación debe apoyarse en un diagrama unilineal que muestre todas las protecciones involucradas. A su vez, este estudio deberá contener los tiempos de operación de todas las protecciones involucradas, para cada una de las fallas y los casos estudiados, tanto para las protecciones principales como para sus respectivos respaldos.

En el evento que este estudio muestre la necesidad de modificar ajustes de protecciones de instalaciones de propiedad de un tercero, el interesado deberá presentar además antecedentes que demuestren la aceptación de este tercero de las modificaciones propuestas.

**Estudio de cortocircuitos:** El objetivo de este estudio es verificar que los interruptores tienen la suficiente capacidad de ruptura para los niveles de cortocircuito que tendrá el sistema post conexión de la central generadora. Lo anterior se debe verificar en todas las instalaciones y en aquellas existentes en el entorno del proyecto que pudiesen verse afectadas por la incorporación de las nuevas instalaciones. En el caso del SIC este estudio debe ser realizado de acuerdo con el procedimiento DO "Términos y condiciones de cálculo de corrientes de cortocircuito para la verificación del dimensionamiento de interruptores en el SIC", publicado en el sitio web del CDEC SIC, en el caso del SING se debe realizar en base al mismo procedimiento de la DO del CDEC SING.

Además de estos estudios, el CDEC puede solicitar, por ejemplo, los siguientes estudios de acuerdo a lo que estime conveniente:

**Estudio de Energización de transformadores de poder:** este estudio será solicitado dependiendo del tamaño del

transformador de poder y/o su localización. El objetivo de este estudio es analizar el impacto de las corrientes inrush sobre la tensión y las protecciones del entorno debido a la incorporación de este nuevo equipamiento al sistema. Dicho estudio se deberá realizar utilizando una modelación completa del sistema o, en su defecto, con un modelamiento equivalente concentrado en una barra firme del sistema predefinida por la DO, considerando las características propias y parámetros reales de estos nuevos equipos, mediante simulaciones de transitorios electromagnéticos.

**Estudio del comportamiento de parques eólicos con la tensión:** El objetivo de este estudio es analizar el comportamiento dinámico de este tipo de instalaciones frente a variaciones de tensión provocadas por contingencias en el SIC.

**Estudio de impacto en el SIC por la incorporación de parques eólicos:** Estos estudios deberán analizar eventuales problemas de capacidad de transmisión ( criterio n, n-1, ó n-1 ajustado) y la modificación en la programación horaria (re-despacho centrales térmicas), originadas por las variaciones intempestivas de la intensidad del viento que pueden ocurrir en intervalos de segundos, minutos u horas (ráfagas o interrupciones abruptas de viento), pudiendo originar una importante variación (aumento o disminución) del nivel de generación que aportan este tipo de centrales. A su vez, ante la posibilidad que en la zona geográfica de su entorno existan o se proyecten otros parques eólicos, lo que podría implicar que todos ellos sean sometidos a regímenes de viento de características similares, este estudio deberá considerar en servicio a todos los parques eólicos en su zona de influencia siguiendo el mismo patrón de generación. Además, se debe incluir el análisis de soluciones factibles que permitan mantener el cumplimiento de exigencias de seguridad de operación vigentes (ej.: EDAG, ERAG, reserva en giro, etc).

- **Diseño y especificación de automatismos del tipo EDAC, EDAG, ERAG y otros similares:** Con el objetivo de hacer frente a contingencias específicas.

- **Estudios de puesta en servicio de estabilizadores de potencia (PSS) en unidades generadoras.**

- **Aclaración del modelamiento del sistema eléctrico utilizado:** Se puede solicitar aclaraciones de los modelos utilizados para el desarrollo de los estudios sistémicos, de manera de reproducir los resultados de algunas simulaciones de interés y de facilitar de forma adecuada la representación de sus modelos mediante softwares especializados de análisis de redes eléctricas.



#### **4.6.2 ESTUDIOS DE IMPACTOS SOLICITADOS POR EL PROPIETARIO DE LAS INSTALACIONES**

Por otro lado las empresas transmisoras podrían solicitar algunos estudios que buscan verificar que la nueva conexión no impactará sus instalaciones y de hacerlo, se hayan tomado las medidas paliativas y correctivas correspondientes. Dentro de los estudios que las empresas transmisoras suelen solicitar se encuentran, por ejemplo:

**Estudio de Coordinación de Protecciones:** Estudio de coordinación de protecciones en el cual se verifica que, tanto las protecciones de las restantes líneas y alimentadores de la empresa de transmisión, como de otros clientes que se encuentren conectados al sistema de transmisión afectados por la conexión, coordinen entre sí y permitan mantener su selectividad y sensibilidad ante las condiciones de falla resultantes de la conexión de las nuevas instalaciones.

Junto con este estudio, además se deberá recibir la Base de Datos con la que se desarrollaron los estudios técnicos con la modelación de las protecciones analizadas.

**Estudio de Saturación de TTCC y su efecto en las Protecciones:** Estudio del efecto de la nueva conexión sobre la saturación de los transformadores de corriente asociados a la protección diferencial de las barras de o de las subestaciones afectadas por la conexión. Se deberá utilizar las normas VDE 0414 (o equivalente IEC) para régimen permanente e IEC 60044-1 y 60044-6 para régimen transitorio.

En caso de que el estudio o las medidas indiquen que alguna protección se ve afectada por la conexión, la empresa que está desarrollando la conexión deberá corregir dicha situación. La solución técnica deberá contar con la conformidad previa de la empresa transmisora.

**Estudio de Impacto Sistémico:** Estudios sobre operación, estabilidad (estática y transitoria) u otros que le hayan sido solicitados por el CDEC u otros organismos reguladores, con sus resultados y el grado de aprobación por parte de ellos.

Específicamente se referirán a:

- Flujos potencia
- Estudios de cortocircuito
- Estabilidad permanente
- Estabilidad transitoria (dinámica)

**Estudio de Impacto en las Instalaciones de Transmisión por aumento de Nivel de Cortocircuito:** Estudio del efecto de la nueva conexión por aumento del nivel de cortocircuito en las subestaciones afectadas sobre la capacidad de los equipos primarios existentes conectados (TT/CC, trampas de onda, interruptores y desconectadores), usando el método IEC 60909/VDE 0102. Se deben considerar el escenario de generación y topología del sistema, actualizado al momento en que se conecten las nuevas instalaciones.

**Estudio de la Capacidad de la Malla de Puesta a Tierra:** Estudio del efecto de la nueva conexión por aumento del nivel de cortocircuito sobre las mallas de puesta a tierra de las subestaciones adyacentes incluyendo los patios de alta tensión correspondientes. Para este estudio, se debe suponer el tiempo de despeje de falla como el tiempo de respaldo de las protecciones de las instalaciones adyacentes considerando la protección diferencial inhabilitada como condición operacional. El nivel de cortocircuito utilizado, debe ser coherente con el indicado en el estudio de impacto en las instalaciones de transmisión por aumento de nivel de cortocircuito. Si del estudio resultare la necesidad de hacer modificaciones a las mallas de puesta a tierra, ellas serán de costo y cargo de la empresa que esta desarrollando la conexión y las obras deberán quedar finalizadas antes de la puesta en servicio de la conexión.

De todas maneras, el estudio deberá considerar el cálculo de las tensiones de paso y de contacto, las que deben ser menores que las máximas aceptadas, considerando la corriente mayor a tierra. Debe contener además, una medida de la resistividad del terreno, efectuada con el método de Wenner, con su análisis de los estratos a través de curvas patrón de Orellana-Mooney.

**Estudio de la capacidad de los servicios auxiliares:** Estudio de los consumos de corriente continua y alterna de la nueva conexión y su impacto sobre los SS/AA existentes en las subestaciones adyacentes (Transformador SS/AA, Bancos de Baterías, Grupos de Emergencia, alimentadores, etc.).

**Estudio estructural de LA LÍNEA:** Estudio estructural que verifique el impacto de la conexión del tap-off a la linea de transmisión.

**Estudio para los sistemas de telecomunicación y teleprotecciones:** Estudios necesarios que verifiquen la factibilidad técnica de la solución de telecomunicaciones y teleprotecciones respecto de las instalaciones en servicio. Por ejemplo Estudios Modales de las nuevas líneas para los sistemas OPAT, Estudios de espectro para los sistemas OPAT, entre otros.



## 4.7 CONTRATOS DE CONEXIÓN

Respecto de los contratos que se requieren para conectarse al sistema de transmisión hay que hacer la distinción entre los diferentes segmentos bajo la regulación:

### 4.7.1 SISTEMA TRONCAL

Las empresas transmisoras que operan actualmente en el sistema troncal, tiene como práctica habitual establecer la firma de un Contrato de Actividades para la Conexión (Contrato Marco) que establece responsabilidades y regula el intercambio de información junto con los estudios que se agregan a los ya solicitados por los CDEC respectivos.

Por otro lado, y adicional al Contrato de Actividades para la Conexión, se firma un Contrato de Actividades Particulares en el que se establecen detalles menores de carácter administrativo u operativo para poder llevar los contratos a casos particulares de financiamiento o ajustar formas de pago.

En forma simultánea a la firma de los contratos anteriores, se establece la firma de un Contrato de Arriendo de Usos de Terreno y Uso de Instalaciones Comunes (IICC). Este contrato se utiliza cuando la conexión son del tipo "pañón de conexión", y además se suele firmar para la conexión tipo "tap off" para normar el uso de gabinetes o antenas de telecomunicaciones de las subestaciones aledañas al tap off.

### 4.7.2 SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN

En los sistemas de Subtransmisión la conexión está orientada a consumidores, los cuales tienen la garantía de conexión y el sistema deberá buscar (por principio) estar adaptado a la demanda.

Se debe recordar que estos sistemas, los propietarios de las instalaciones, no están obligados por la regulación a realizar inversiones en el sistema de transmisión (a diferencia del caso de los sistemas troncales), no obstante si están sujetos al principio de libre acceso. Desde este punto de vista se deberá establecer la responsabilidad de adaptación del sistema de subtransmisión, las que podrán recaer en el transmisor o en el interesado que se quiera conectar al sistema de subtransmisión, y por lo tanto quiera realizar dicha modificación. Los plazos para la adaptación de estos sistemas son generalmente el punto de mayor discusión

y relevancia en este tipo de conexiones.

Respecto a la documentación y contratos que son exigidos en estos sistemas, se puede indicar que:

- Los estudios son los mismos que se solicitan en los sistemas troncales.
- La documentación contractual que se solicita es la misma que en el caso troncal.

### 4.7.3 SISTEMAS ADICIONALES

En el caso de los Sistemas Adicionales, la mayoría son de acceso abierto, debido a que hacen uso bienes públicos, por lo que la conexión a estos sistemas esta regulada de la misma forma que la de los sistemas troncales y subtransmisión, pero con la diferencia que debe haber un acuerdo bilateral con los propietarios de las instalaciones a las que se quiere conectar.

Considerando lo anterior, los contratos buscan regular las responsabilidades y tareas que se deben realizar y las compensaciones por la afectación a estas instalaciones.

Se debe tener especial cuidado en las condiciones que pueden ser exigidas como parte del acuerdo de conexión, ya que en algunos casos, los propietarios de las instalaciones se han tomado mayores atribuciones al exigir, ya sea pagos compensatorios y modificaciones a las instalaciones que se encuentran por sobre lo que exige la ley y la Norma Técnica para estos efectos. Un ejemplo de lo anterior, puede ocurrir en el Contratos de Peajes por el usos de estos sistemas adicionales, que debieran cubrir el AVI+COMA de la instalación adicional y que se deberá repartir entre los usuarios del sistema a prorrata de su uso.

Por otro lado se deberán acordar El Contrato o los Convenios de Operación, los cuales fijan las responsabilidades para establecer las comunicaciones ante falla o coordinación de la misma operación ante maniobras, operación y mantenimientos convenidos.

## 4.8 PEAJES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN: CARGOS POR USO DE REDES

La reglamentación asociada al cobro de peajes en el marco legal vigente difiere de acuerdo al sector. Sin embargo, la



metodología general propuesta puede interpretarse de acuerdo a los siguientes pasos:

**1.** Separación del sistema de transmisión en cuatro subsistemas: sistema troncal en el área de influencia común, sistema troncal fuera del área de influencia común, sistemas de transmisión adicionales y sistemas de subtransmisión.

**2.** Determinación de una anualidad para cada tramo del sistema de transmisión.

**3.** Descuento a la anualidad de cada tramo del ingreso tarifario estimado para el año siguiente. Esta diferencia constituye el peaje a ser compensado por los generadores y consumos del sistema.

Para el sistema de transmisión troncal, en el área de influencia común se define un pago compartido de 80% del peaje por parte de los generadores y un 20% por parte de los consumos. La asignación de responsabilidades por tramo entre generadores y consumos se realiza a través del estudio de múltiples condiciones de operación esperadas en el sistema para el siguiente año, aplicando técnicas de análisis de sensibilidad de flujos de potencia.

Para el sistema de transmisión troncal fuera del área de influencia común, la metodología es similar. Sin embargo, no se establece a priori la prorrata entre generadores y consumos. Esta resulta del estudio de múltiples condiciones de operación esperadas en el sistema para el siguiente año.

Para cada condición de operación se verifica si el flujo en el tramo estudiado 'va hacia' o 'viene desde' el área de influencia común. En el caso de que el flujo se dirija al área de influencia común, el pago para esa condición de operación es contabilizado exclusivamente a los generadores, en caso contrario es asignado a los consumos del área. Para cada condición el prorrateo entre generadores y entre consumos se calcula aplicando técnicas de análisis de sensibilidad de flujos de potencia. El resultado final de pagos corresponde al promedio ponderado de las situaciones antes descritas.

Los sistemas de transmisión adicionales son pagados en forma íntegra por las empresas que hacen uso de las instalaciones. En el caso de las líneas de inyección, la responsabilidad corre por cuenta del generador que inyecta su potencia al sistema a través de dichas líneas.

Para los sistemas de subtransmisión, la metodología es similar conceptualmente a la descrita para los tramos del

sistema troncal fuera del área de influencia común. Sin embargo, en los cálculos se consideran los consumos y generadores del sistema de subtransmisión. La metodología que actualmente se aplica para el cálculo de los peajes de subtransmisión fue aclarada mediante el Dictamen del Panel de Expertos durante el año 2007.

#### 4.8.1 PEAJES EN EL SISTEMA TRONCAL

La definición de los peajes para el sistema troncal se encuentra en la LGSE, la cual define en su artículo Nº 101 lo siguiente:

"Artículo 101º.- En cada sistema interconectado y en cada tramo, las empresas de transmisión troncal que correspondan deberán recaudar anualmente el valor anual de la transmisión por tramo de las instalaciones existentes, definido en el artículo 81º. Este valor constituirá el total de su remuneración anual. Para efectos del inciso anterior, la empresa deberá cobrar un peaje por tramo, equivalente al valor anual de la transmisión por tramo, definido en el artículo 81º, menos el ingreso tarifario esperado por tramo".

A partir del artículo 101, se define la siguiente expresión para el cálculo de peajes en el sistema troncal:

$$\text{PEAJE}=\text{VATT}-\text{ITE} \quad (4.1)$$

Por otra parte, el artículo Nº 81 entrega la definición del Valor Anual de la Transmisión por Tramo (VATT):

"Artículo 81º.- Para cada tramo de un sistema de transmisión troncal se determinará el "valor anual de la transmisión por tramo", compuesto por la anualidad del "valor de inversión", en adelante "V.I." del tramo, más los costos anuales de operación, mantenimiento y administración del tramo respectivo, en adelante "COMA".

A partir del artículo 81, se define la siguiente expresión para el cálculo del VATT:

$$\text{VATT}=\text{AVI}+\text{COMA} \quad (4.2)$$

Luego, la fórmula para el cálculo del peaje resulta en:

$$\text{PEAJE}=\text{AVI}+\text{COMA}-\text{ITE} \quad (4.3)$$

El mismo artículo 101 de la ley define el Ingreso Tarifario Esperado (ITE) como "la diferencia que resulta de la aplicación de los costos marginales de la operación esperada del



sistema respecto de las inyecciones y retiros de potencia y energía en dicho tramo". Se debe notar entonces que el ITE es un valor esperado que resulta de "...un análisis del uso esperado que las mismas (empresas usuarias) hacen del sistema de transmisión troncal, el que será realizado por el CDEC sobre la base de modelos de simulación y de participación de flujos..." (Artículo 104).

Por otra parte, IT corresponde, para cada tramo del sistema de transmisión, a la diferencia de la valorización a costo marginal de inyecciones y retiros, valor que resulta de la operación real del sistema.

Es responsabilidad del CDEC realizar los balances de la operación del sistema y el cálculo tanto del ITE como del IT. El pago del IT puede efectuarse transfiriendo provisionalmente al transmisor los ingresos tarifarios resultantes de la operación real. Este pago provisional de ingresos deberá reliquidarse de modo que el transmisor reciba exactamente el monto equivalente al VATT, y cada usuario termine solventando dicho costo de transmisión de conformidad a los porcentajes de uso que la ley ha dispuesto.

A su vez, los medios de generación ERNC bajo 20 MW están liberados del pago de peajes de transmisión troncal, según estipula la Ley Corta I (Ley 19.940), en proporción a la potencia instalada de la planta, como muestra la Figura 4.5.

#### Exención (%)

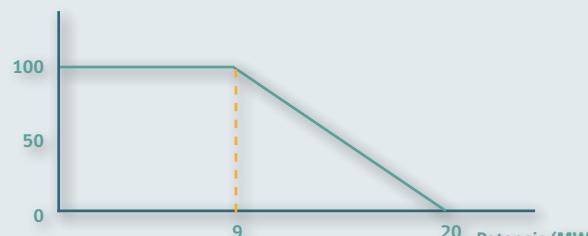


Figura 4.5: Exención de pago de peaje troncal según potencia para PMGD.

#### 4.8.2 PEAJES EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

Los pagos de peajes en subtransmisión están regulados por el Decreto N° 14 del 2012. En este decreto se establece que el pago por el uso de los sistemas de subtransmisión se realiza en base a la potencia y energía. El pago del peaje de subtransmisión se realiza en forma anual por parte de

centrales generadoras y de forma mensual por parte de los usuarios que efectúen retiros conforme las condiciones establecidas en el decreto.

Los balances de energía y potencia que son considerados para el cálculo del peaje son realizados por el CDEC del sistema respectivo, en particular a través de la Dirección de Peajes (DP) en función de los costos medios de inyección de cada tecnología de generación, independiente del sistema de subtransmisión en que se encuentre.

Para Pequeños Medios de Generación de Distribución (PMGD), la DP deberá determinar la generación esperada dentro del horizonte de tarificación. Para estos efectos, la DP deberá considerar el flujo de potencia por el transformador de la subestación primaria a la cual el PMGD inyecta su producción.

El peaje por energía se determinará mediante la expresión:

$$\text{PEAJE}_E = \text{PNET} \cdot (\text{FEPE}-1) + \text{VAST}_x \quad (4.4)$$

El peaje por potencia se determinará mediante la expresión:

$$\text{PEAJE}_P = \text{PNPT} \cdot (\text{FEPP}-1) \quad (4.5)$$

Donde:

**PNET:** Precio de nudo de energía a nivel de subestaciones troncales de generación-transporte. Se expresa en [\$/kWh]. Este valor se determina de acuerdo a la metodología del numeral 8.1 del artículo N° 2 del Decreto N° 14 del 2013.

**PNPT:** Precio de nudo de potencia a nivel de subestaciones troncales de generación-transporte. Se expresa en [\$/kW/mes]. Este valor se determina de acuerdo a metodología del numeral 8.1 del artículo N° 2 del Decreto N° 14 del 2013.

**FEPE:** Factor de expansión de pérdidas de energía del sistema de subtransmisión correspondiente a la barra de retiro. Este valor se determina de acuerdo a metodología del numeral 8.2 del artículo N° 2 del Decreto N° 14 del 2013.

**FEPP:** Factor de expansión de pérdidas de potencia del sistema de subtransmisión correspondiente a la barra de retiro. Este valor se determina de acuerdo a metodología del numeral 8.2 del artículo N° 2 del Decreto N° 14 del 2013.

**VASTx:** Valor Anual de Subtransmisión. Se expresa en [\$/kWh]. El valor de VASTx a aplicar en cada punto de retiro se indica en el numeral 8.3 del Decreto N° 14 del 2013 del artículo N°2.

#### 4.8.3 PEAJES EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ADICIONAL

El peaje en sistemas de transmisión adicional no está regulado. El Artículo N° 77 del D.F.L. 4, indica que el transporte



se regirá por contratos privados entre las partes. Además, el Artículo N° 77 indica que en los "sistemas adicionales estarán sujetas al régimen de acceso abierto aquellas líneas que hagan uso de las servidumbres a que se refiere el artículo 51º y las que usen bienes nacionales de uso público, como calles y vías públicas, en su trazado".

El Artículo N° 113 del D.F.L. 4 indica como calcular el peaje de transmisión adicional. El Artículo hace mención a un Reglamento, el cual a la fecha aún no se publica.

"Artículo 113º.- El peaje a que da derecho dicho transporte se deberá calcular en base a un valor de transmisión anual, equivalente al valor presente de las inversiones menos el valor residual, más los costos proyectados de operación y mantenimiento, más los costos de administración, conforme se disponga en el reglamento. En todo caso, todos los antecedentes y valores para calcular el peaje deberán ser técnica y económicamente respaldados y de público acceso a todos los interesados".

Tabla 4.3: Datos técnicos central San Pedro

| Central             | PV San Pedro |
|---------------------|--------------|
| Potencia            | 60 MW        |
| Factor de potencia  | 0,9          |
| Tipo Central        | fotovoltaica |
| Factor de Planta    | 25%          |
| Puesta en servicio  | finales 2015 |
| Nº paneles          | 150000       |
| hectáreas           | 120 Ha       |
| Distancia desde S/E | 40 Km        |

## 4.9 CASO: PV SAN PEDRO

### 4.9.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto de la Central PV San Pedro consiste de una central fotovoltaica con una capacidad instalada de 60 MW. La central estará ubicada en la región de Atacama y tiene previsto como fecha de puesta en servicio a finales de 2015. La Central se encuentra a 40 Km de la Subestación San Pablo.

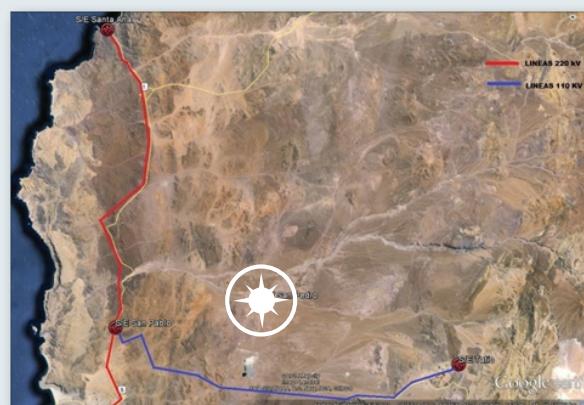


Figura 4.6: Ubicación geográfica planta solar San Pedro.

### 4.9.2 PUNTO DE CONEXIÓN

Esta central tiene como posibles lugares de conexión dos puntos ubicados en diferentes líneas de transmisión. Un punto de conexión se encuentra en la línea en 220 kV San Pablo - Santa Ana y la línea en 110 kV San Pablo - Tatio.

La línea en 220 kV corresponde a una línea próxima al Sistema de Transmisión Troncal, pero es considerada como un sistema adicional, y mientras que la línea en 110 kV corresponde a una línea del sistema de Subtransmisión, ambas líneas confluyen en la Subestación San Pablo como se ve en la Figura 4.7 y 4.8.

### Descripción de las Alternativas de Conexión

**Alternativa 1:** Conexión a la línea 220 kV San Pablo - Santa Ana, para esto se construirá una S/E Seccionaladora considerando a lo menos tres paños de línea. Además se considera el desarrollo de una línea de transmisión entre la S/E de la Central PV y la S/E Seccionaladora de 35 km en 220 kV simple circuito.

**Alternativa 2:** Conexión a la línea 110 kV El Tatio - San Pablo, para esto se construirá una S/E Seccionaladora de al menos tres paños de línea. Además, se considera el desarrollo de una la línea de transmisión entre la S/E de la Central PV y la S/E Seccionaladora de 25 km en 110 kV simple circuito

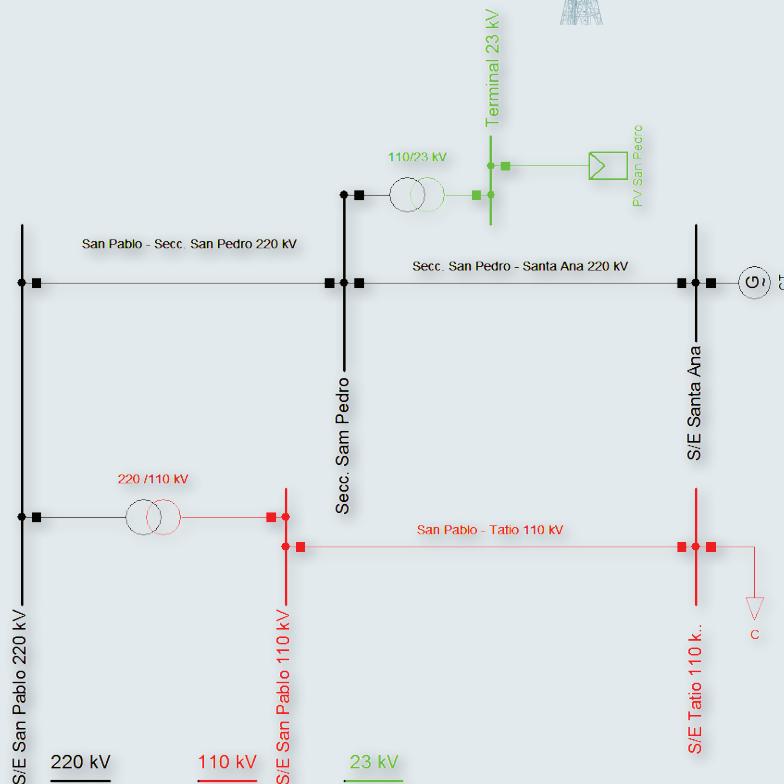


Figura 4.7: Alternativa 1 de conexión

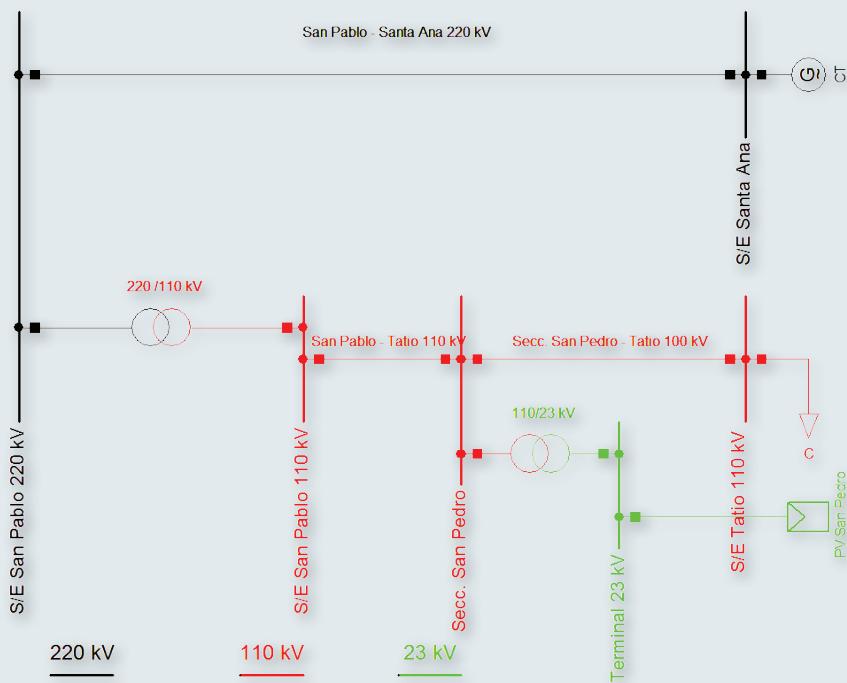


Figura 4.8: Alternativa 2 de desconexión



Tabla 4.4: Capacidades de alternativas de conexión.

| Línea                        | Capacidad máxima |
|------------------------------|------------------|
| 220 kV San Pablo - Santa Ana | 200 MW           |
| 110 kV San Pablo - Tatio     | 120 MW           |

El punto de conexión consiste en realizar una Subestación seccionadora que separe la línea y permita la introducción de la Central PV San Pedro al sistema.

Tabla 4.5: Características del transformador de la subestación seccionadora San Pedro.

|                |                       |
|----------------|-----------------------|
| Voltajes       | 220/23 kV o 110/23 kV |
| Conexión       | Yd1                   |
| Reactancias X1 | 8%                    |
| Reactancias X0 | 10%                   |

### Permisos para la conexión

Los primeros pasos de conexión de la Central PV San Pedro consistieron en pedir los permisos correspondientes para la realización del proyecto. Fue necesario solicitar una consulta por pertinencia al Servicio de Impacto Ambiental, para esto se debieron mostrar una serie de antecedentes sobre las características del proyecto y luego fue necesario realizar un estudio de impacto ambiental según lo indicado por la SEA. También fue necesario comunicar del proyecto a la SEC y presentar este ante el CDEC.

### 4.9.3 ESTUDIO PREFACTIBILIDAD

Se realizó un estudio de prefactibilidad para la Central PV San Pedro de manera de determinar en cuál de los dos puntos de conexión es mejor realizar la instalación de la Central PV San Pedro, de manera de no afectar el sistema y que esta pueda funcionar a máxima capacidad el mayor tiempo posible. Este estudio consideró las capacidades de transmisión máximas de las líneas 220 kV San Pablo - Santa Ana y 100 kV San Pablo - Tatio de manera de que, al realizar la conexión de la Central PV San Pedro, dicha capacidad no se vea sobre pasada y la central pueda funcionar a su máxima capacidad sin la necesidad de realizar refuerzos en estas líneas.

Tabla 4.6: Resultados análisis de prefactibilidad

| Línea                           | Capacidad sin PV | Capacidad con PV | Capacidad máxima |
|---------------------------------|------------------|------------------|------------------|
| 1: 220 kV San Pablo - Santa Ana | 160 MW           | 220 MW           | 200 MW           |
| 2: 110 kV San Pablo - Tatio     | -30 MW           | 30 MW            | 120 MW           |

Tabla 4.7: Tensiones barras punto de conexión 1.

| Barras          | Tensión |
|-----------------|---------|
| Santa Ana       | 1       |
| San Pablo       | 1       |
| Tatio           | 0,95    |
| Bio Bio         | 0,98    |
| Río Alto        | 0,97    |
| Maipo           | 0,97    |
| Secc. San Pedro | 1       |

Tabla 4.8: Tensiones barras punto de conexión 2.

| Barras          | Tensión |
|-----------------|---------|
| Santa Ana       | 1       |
| San Pablo       | 1       |
| Tatio           | 0,95    |
| Bio Bio         | 0,98    |
| Río Alto        | 0,97    |
| Maipo           | 0,97    |
| Secc. San Pedro | 1       |

Tabla 4.9: Incremento de pérdidas en el sistema.

|                     |      |
|---------------------|------|
| Punto de conexión 1 | 4%   |
| Punto de conexión 2 | 2,5% |

El estudio dio como resultado que el punto viable para inyectar la capacidad de generación de la Central PV San Pedro se encuentra en la línea 110 kV San Pablo - Tatio. Esta línea permite que la Central PV San Pedro pueda funcionar a máxima capacidad. Por otro lado, con la alternativa 1 no ocurre lo mismo, ya que en la línea 1x220 kV San Pablo - Santa Ana se ve congestionada con la inyección de potencia de la Central PV San Pedro y no puede estar a su máxima capacidad. También se deben considerar que las líneas aguas debajo de la subestación San Pablo que evacuen los flujos hacia el resto del sistema interconectado.

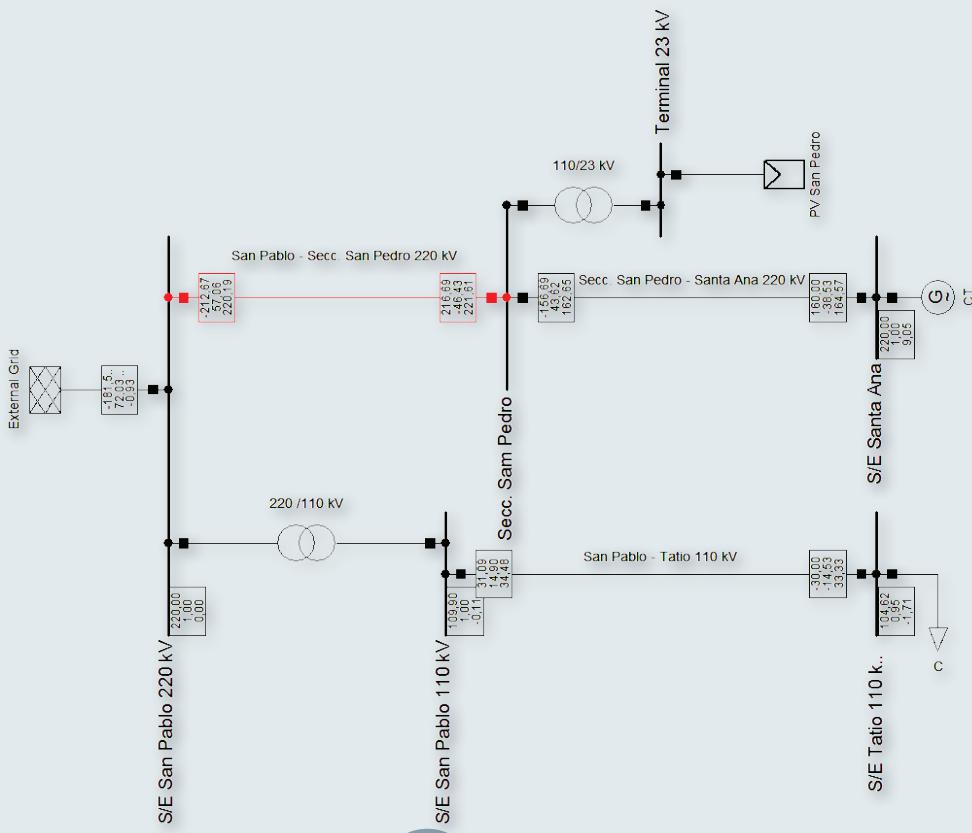


Figura 4.9: Resultados flujo de potencia alternativa 1.

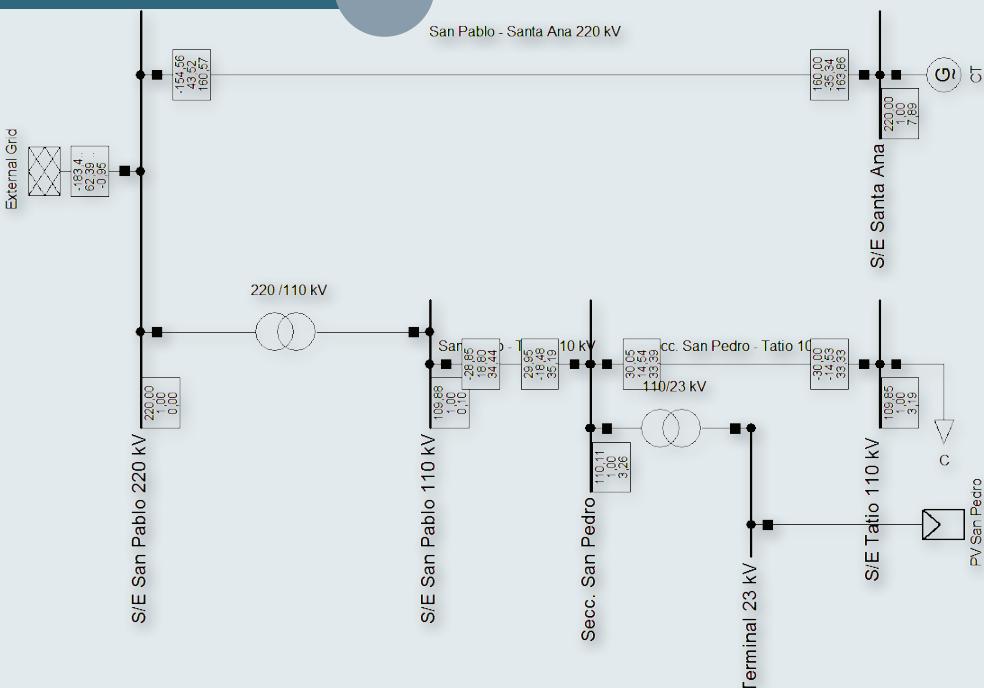


Figura 4.10: Resultados flujo de potencia alternativa 2.

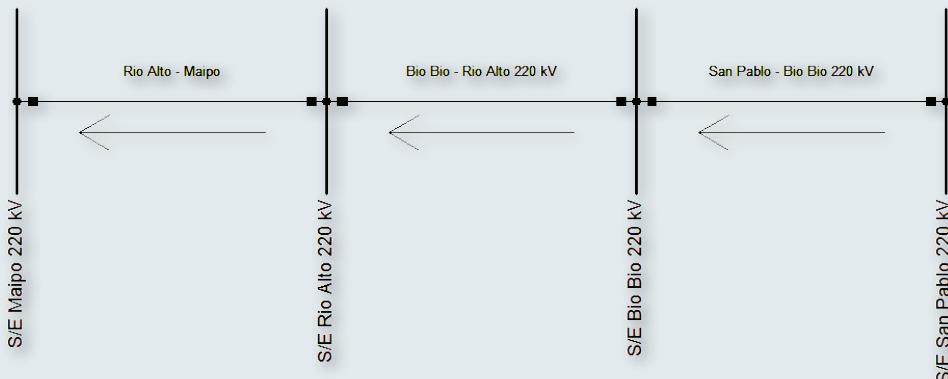


Figura 4.11: Sistema aguas abajo.

Las capacidades, usos con y sin la Central PV San Pedro son las siguientes:

Tabla 4.10: Resultados análisis de prefactibilidad líneas aguas abajo.

| Línea                      | Capacidad sin PV | Capacidad con PV | Capacidad máxima |
|----------------------------|------------------|------------------|------------------|
| 220 kV San Pablo – Bio Bio | 130 MW           | 190 MW           | 220 MW           |
| 220 kV Bio Bio – Rio Alto  | 180 MW           | 240 MW           | 250 MW           |
| 220 kV Rio Alto – Maipo    | 200 MW           | 260 MW           | 260 MW           |

La conexión de la Central PV San Pedro no sobrecarga las líneas del sistema interconectado que se encuentran aguas debajo de la Subestación San Pablo.

Los niveles de tensión también se encuentran dentro de los límites indicados en el artículo 5-25 de la NT. Estos son  $\pm 5\%$  para tensiones de 220 kV y  $\pm 7\%$  para tensiones de 110 kV. También el punto de conexión 2 genera menos pérdidas de potencia en el sistema en comparación al punto de conexión 1.

### Pérdidas de Energía del Sistema de Transmisión

Al medir las pérdidas de transmisión para cada alternativa se obtiene que para la alternativa 1 el aumento de pérdidas es de 1.9 [MW] y para la alternativa 2 el aumento de pérdidas de potencia es de 0.1[MW], teniendo menos pérdidas de potencia la alternativa 2.

Para la valorización de las pérdidas, se deberá transformar las pérdidas de potencia en pérdidas de energía. Estas pérdidas serán valorizadas al valor de venta de la energía, que en este caso se consideró en 150[US\$/MWh]. Las pérdidas de potencia deberán ser valorizadas al precio nudo de potencia. En este caso solo se valorizaran las pérdidas de energía para efecto de este ejemplo.

### Valorización de las alternativas de conexión

En la tabla 4.11 se puede observar la valorización de las alternativas de conexión 1 y 2de la central PV San Pedro. Esta valorización consideró las distintas obras necesarias para la instalación de la central fotovoltaica en dicho lugar y su posterior incorporación al sistema.

Tabla 4.11: Valor de Inversión (Miles de US\$).

| Ítems                             | Alternativa 1 | Alternativa 2 |
|-----------------------------------|---------------|---------------|
| Materiales                        | 4,848         | 2,714         |
| Equipos                           | 588           | 329           |
| Mano de obra Contratista          | 6,578         | 3,682         |
| Estudios                          | 520           | 290           |
| Otros                             | 866           | 485           |
| GG                                | 1,340         | 750           |
| ITO                               | 670           | 375           |
| Ingeniería                        | 670           | 375           |
| Intereses Durante la Construcción | 1,340         | 750           |
| Total                             | 17,420        | 9,750         |



El tiempo estimado de desarrollo para el desarrollo de la S/E Seccionadora es de dos años y para la línea de transmisión en 110 kV es de 4 años.

### **Peajes de inyección**

La central se conecta en la subestación Maipo, la cual está inmediatamente al lado de la subestación Alto Jahuel, dado lo anterior se puede concluir que los peajes que debe pagar esta central por inyectar en su energía en el sistema interconectado central, corresponden a peajes del área de influencia común a prorrata del uso que esta central haga de estas instalaciones, este peaje es básicamente el mismo para ambas alternativas, si y solo si en ambas se inyecta la misma cantidad de energía al sistema (supuesto de este caso).

Por otro lado, se debe adicionar el peaje que deberá pagar la central desde el punto de conexión hasta su ingreso al área de influencia común del sistema de transmisión troncal. En la alternativa 1, el sistema al que se conecta es un sistema de carácter adicional, por lo que deberá compartir y acordar con el propietario de la instalaciones el pago de la línea entre la S/E Seccionadora y la S/E San Pablo (que aguas abajo se conecta a la S/E Maipo). En la alternativa 2, el sistema es de subtransmisión, por lo que la central deberá pagar en la medida que invierta los flujos del sistema en que se conecta, y pagará el sistema que se encuentra entre la S/E Seccionadora y la S/E San Pablo (que aguas abajo se conecta a la S/E Maipo).

En el siguiente tabla se puede apreciar los pagos en dólares al año que se deberá pagar por cada alternativa de conexión.

| Peaje anual x Alternativa [US\$] | Alternati-va 1 | Alternati-va 2 |
|----------------------------------|----------------|----------------|
| Área Influencia Común Troncal    | 246,858        | 246,858        |
| Peaje conexión                   | 46,875         | 105,000        |
| Total =                          | 293,733        | 351,858        |

### **Evaluación de las Alternativas**

Desde el punto de vista económico, el punto de conexión en la línea 110 kV San Pablo - Tatio resultó ser el más económico para el proyecto, ya que al estimar el Valor Presente de los Costos de Inversión,

Operación (peajes) y Pérdidas se obtuvo el menor valor en esta alternativa.

Al observar la evaluación económica se puede apreciar que el pago anual de peajes no favorece a la alternativa 2, no obstante el Valor de Presente de las pérdidas como el valor de inversión de los proyectos de conexión son mayores en el caso de la alternativa 1.

El mayor valor de las pérdidas en el caso de la alternativa 1 tiene su explicación al intentar usar un sistema que se encuentra operando a su máxima capacidad, que desde el punto de vista técnico no permite evacuar la energía sin realizar una ampliación del sistema.

| Evaluación [MMUS\$]                 | Alternati-va 1 | Alternati-va 2 |
|-------------------------------------|----------------|----------------|
| VP Pérdidas Energías de Transmisión | 2.1            | 0.1            |
| VP Peaje                            | 2.9            | 3.5            |
| Valor de Inversión                  | 17.4           | 9.8            |
| Total =                             | 22.4           | 13.3           |

### **Conclusión Estudio de Prefactibilidad**

Tomando en consideración los resultados de los estudios técnicos y económicos se concluye que el punto que debe conectarse es la alternativa 2. Lo anterior se fundamenta en que no tiene problemas de congestión y económicamente resulta ser la más económica.

#### **4.9.4 ESTUDIO DE IMPACTO**

Al tener un punto de conexión viable para la central se debe informar del proyecto al CDEC - SIC. Luego que el CDEC tome conocimiento del proyecto, el desarrollador del proyecto deberá solicitar la condiciones de conexión de su proyecto, frente a lo cual el CDEC enviará una carta con la información requerida (Información para la realización de los estudios de Impacto: Demanda a utilizar, escenarios de generación, contingencias a analizar; y condiciones específicas de conexión e información que serán requeridos por este organismo).



Esta carta del CDEC considera los escenarios más desfavorables para el sistema, para este caso se consideró un caso de hidrología seca, es decir, la gran parte de la generación será térmica (y por ende mayor carga en las líneas) y esta viajará hacia los consumos. De la misma forma, se consideró que la demanda de la zona fuera demanda alta, principalmente debido a que en la zona encuentran varios consumos residenciales e industriales.

La carta indica cuáles centrales de generación de la zona deben estar funcionando en los diferentes escenarios. Con respecto a las variables a observar, la carta indica que es necesario observar las variables eléctricas de voltaje en las diferentes barras del sistema .

Tabla 4.12: Escenarios evaluados para el estudio de impacto.

| Perfil Generación                       | Perfil Demanda | Descripción  |
|---|----------------|--|
| Generación máxima zona sin PV San Pedro | Demanda máxima | Centrales de generación de la zona al máximo de su capacidad sin la incorporación del PV San Pedro - Caso Base |
| Generación máxima zona con PV San Pedro | Demanda máxima | Centrales de generación de la zona al máximo de su capacidad incorporando la central PV San Pedro              |

Los estudios sistémicos requieren realizar simulaciones de flujos de potencia, de cortocircuito y de estabilidad dinámica de manera que el sistema ante la inclusión de la Central PV San Pedro no cause ningún problema en el sistema, además se deben cumplir ciertos criterios incluidos en la NTSyCS.

La carta del CDEC indica que es necesario observar las variables eléctricas de voltaje y flujos en las líneas en el caso del estudio de flujo de potencia, en el estudio de CortoCircuito la carta indica las fallas que es necesario aplicar en las barras del sistema y obtener la respectiva corriente.

Por otro lado, en el estudio dinámico es importante ver la respuesta en el tiempo de las variables de frecuencia, voltajes, flujos y ángulos rotóricos de las centrales sincrónica de manera de que estas variables vuelvan a un estado estable después de la falla. Para la realización de estos estudios se consideraron los límites de transmisión del sistema.

También la carta del CDEC incluye los escenarios para el estudio de coordinación de protecciones de la Central PV San Pedro. Este estudio requiere que se tengan definidas tanto las protecciones que se van a utilizar como su fabricante.

#### 4.9.5 ESTUDIOS ADICIONALES

Al tener los estudios sistémicos realizados fue necesario ejecutar estudios adicionales para la conexión y diseño final

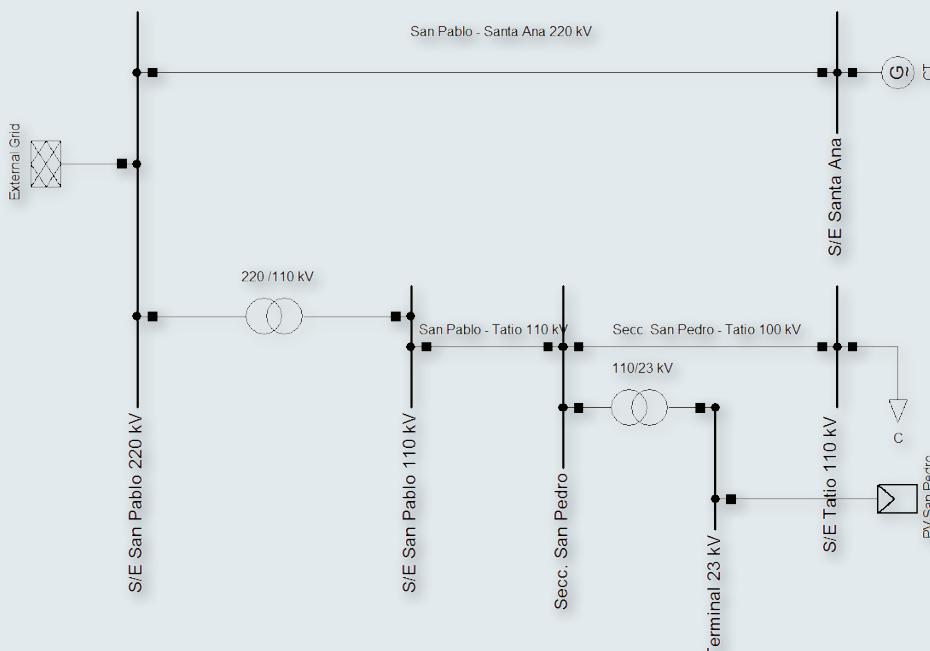


Figura 4.12: Diagrama Eléctrico de la Conexión.



de la Central PV San Pedro. Estos son los estudios de malla de tierra para determinar si la capacidad de las mallas de tierra existentes soportan la inclusión de la Central PV San Pedro, estudio de barra de la subestación para establecer el lugar optimo de conexión en la barra del sistema, estudio de coordinación aislación de manera de encontrar los niveles de aislación requeridos en la subestación seccionadora, estudio de saturación de TTCC para observar el efecto de la Central PV San Pedro en los TTCC y por ende, su efecto en los sistemas de protecciones del sistema.

#### **4.9.6 PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO**

Con la Central PV San Pedro ya construida fue necesario realizar las pruebas de puesta en servicio para lograr conectarla de manera satisfactoria al sistema. Estas pruebas consistieron principalmente de los ensayos de los sistemas de protecciones y de sincronización de manera de encontrar y resolver cualquier error que se presentara previo a la conexión al sistema.

#### **4.9.7 PUESTA EN SERVICIO**

Luego de que la prueba de puesta en servicio resultó satisfactoria se realizó la conexión de la Central PV San Pedro al sistema, efectuando la sincronización entre ambos de manera que la Central PV San Pedro inyecte su potencia al sistema sin contratiempos.





## CAPÍTULO V

# CONEXIÓN A SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

A partir de la promulgación de la denominada Ley Corta I (Ley N°19.940 del 2004) se estableció la obligatoriedad por parte de las empresas distribuidoras de permitir la conexión a sus redes de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), entendidos como todos aquellos medios de generación cuya potencia no supera los 9.000 kW, independiente de la fuente de generación. Los procedimientos de conexión para PMGD se detallan en el reglamento asociado a la promulgación de la Ley Corta I: Decreto Supremo 244 (DS 244), mientras que la normativa técnica aplicable a este segmento es la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO).

Adicionalmente, en el año 2012 se aprobó la Ley 20.571, denominada Ley de Generación Distribuida, que permite la conexión de sistemas de generación ERNC de potencia inferior o igual a 100 kW a redes de distribución. Con la promulgación de la Ley de Generación Distribuida se produce una segmentación regulatoria para la conexión a redes de distribución, debido a los procedimientos y normativa aplicable a proyectos ERNC sobre y bajo los 100 kW de potencia instalada. De esta forma, se describirá en

este capítulo las etapas del proceso de conexión acorde para los proyectos tipo PMGD y para proyectos de potencia igual o inferior a 100 kW, sujetos a los beneficios de la Ley 20.571, describiéndose los cuerpos legales, normativos, etapas y requerimientos respectivos.

## 5.1 NORMATIVA DE CONEXIÓN Y OPERACIÓN

### 5.1.1 ASPECTOS REGULATORIOS PARA PMGD

Para la conexión al segmento de distribución, al igual que para el segmento de transmisión, el cuerpo legal que sustenta el acceso a las redes es la LGSE, es la promulgación de la Ley Corta I y el Decreto Supremo 244, que modificaron y complementaron respectivamente la LGSE en esta materia.

Asociado a la promulgación del DS 244, se promulgó también la normativa asociada a la conexión de PMGD's y PMG's, la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO). Es importante mencionar que para la conexión en el segmento de distribución, el DS 244, en el Título V establece que para dirimir controversias y/o reclamos en la aplicación del reglamento y/o normativa vigente, el desarrollador de



proyecto podrá recurrir a la Superintendencia de Electricidad y Combustible.

Tabla 5.1: Marco regulatorio aplicable a conexión a nivel de PMGD's a sistemas de distribución.

|                  |   |
|------------------|---|
| Nivel de tensión | 0,22-23 kV  |
| Marco Legal      | LGSE  |
| Reglamento       | DS 244  |
| Normativa        | NTCO/Resoluciones SEC/ NCh. Elect. Corrientes fuertes/NC. Elect. 4/2003 |

El proceso de conexión de un PMGD en el segmento de distribución, involucra una serie de etapas en las cuales se debe interactuar directamente con la empresa concesionaria de distribución (ED), mientras que el CDEC no tiene un rol activo durante el desarrollo del proyecto de conexión. Más aún, el DS 244 establece que un PMGD podrá operar con autodespacho, es decir sin necesidad de coordinarse a la operación del CDEC. Sin embargo, para que un PMGD pueda participar del balance de potencia y energía, es decir vender su producción y/o excedentes al mercado Spot, éste debe informar a más tardar el día 25 de cada mes a la DO del CDEC respectivo, su producción esperada para el mes siguiente a través del Informe de Operación Mensual (IOM).

Para un PMGD, el DS 244 establece también la opción de venta de energía a precio estabilizado, utilizando para estos efectos el precio de nudo de energía y potencia de aquella barra más cercana a su punto de inyección. Esto permite al PMGD acceder a un precio fijo por un periodo de 6 meses, fecha en la cual la CNE publica un nuevo valor de precio de nudo. Si un PMGD accede a este mecanismo de estabilización, deberá mantener este régimen por un periodo no menor a cuatro años.

### 5.1.2 ASPECTOS NORMATIVOS PARA LA CONEXIÓN DE PMGD

La normativa que define requerimientos de diseño, conexión, operación y puesta en servicio de un PMGD es la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO). Esta normativa está compuesta de 7 capítulos:

- Título I: Terminología y exigencias generales.
- Título II: Procedimiento técnico de conexión e inicio de operación de un PMGD.

- Título III: Exigencias técnicas para la conexión a un sistema de distribución.
- Título IV: Exigencias para las pruebas de conexión.
- Título V: Pruebas periódicas para la instalación de conexión.
- Título VI: Formularios únicos.
- Título VII: Disposiciones transitorias.

La NTCO regula el desarrollo del proyecto de ingeniería de conexión, los estándares técnicos de calidad de suministro y entrega un protocolo de pruebas requerido previo a la conexión al sistema de distribución. La NTCO además, entrega en su capítulo N° VI los 5 formularios requeridos para las distintas etapas de desarrollo del proyecto de conexión. Estos son:

**Formulario N°1:** Solicitud de Información, el cual debe entregar el desarrollador de proyecto a la Empresa Distribuidora (ED) para informar de su proyecto y solicitar los antecedentes requeridos para la evaluación del punto de conexión.

**Formulario N°2:** Antecedentes de la Distribuidora, a través del cual la ED entrega al desarrollador de proyectos la información requerida para el desarrollo de los estudios de impacto de conexión, así como para el desarrollo de la ingeniería del proyecto.

**Formulario N°3:** Solicitud de Conexión a la Red (SCR), a través del cual el desarrollador de proyecto informa a la ED el resultado de los estudios de impacto de conexión y el desarrollo del proyecto de conexión. La ED, por su parte, verifica el cumplimiento de la normativa y la necesidad de realizar modificaciones a la red existente.

**Formulario N°4:** Protocolo de puesta en servicio, a través del cual la ED chequea en terreno la relación entre el proyecto construido y lo estipulado en el diseño de ingeniería.

**Formulario N°5:** Informe de pruebas, a través del cual la ED chequea que el impacto de la unidad de generación este dentro de los parámetros permitidos por la NTCO y sean concordantes con los estudios sistémicos entregados por el desarrollador de proyectos en la Solicitud de Conexión a la Red (SCR).



| <b>Formulario N°1:</b><br>Solicitud de<br>Información<br><b>Formulario N°2:</b><br>Antecedentes de<br>distribuidora              | <b>Formulario N°3:</b><br>Solicitud de Co-<br>nexión a la Red (SCR)  | <b>Formulario N°4:</b><br>Protocolo puesta en<br>Servicio<br><b>Formulario N°5:</b><br>Informe de Pruebas                                     |
|--|--|---|
| Solicitud de Información por parte de PMGD (F1).<br><br>Entrega de Información por parte de Distribuidora (F2), 15 días hábiles. | Entrega de antecedentes por parte del PMGD:<br><br>- Planos unilineales.<br>- Descripción de protecciones y generador.<br><br>- Informes de Impacto: Estáticos, dinámicos, cortocircuito y protecciones.<br><br>- Aprobación por distribuidora en 2 meses. | Verificar cumplimiento de antecedentes entregados en SCR.<br><br>Verificar protecciones de la red y calidad del producto a través de pruebas. |

Figura 5.1: Procedimiento de conexión según DS. 244.  
Fuente: SAESA.

### 5.1.3 ASPECTOS REGULATORIOS PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN ERNC PEQUEÑA ESCALA

Para facilitar la conexión de sistemas de generación ERNC de pequeña escala a redes de distribución, se promulgó la Ley 20.571, la cual define un límite de potencia inferior o igual a 100 kW para sistemas de generación ERNC sujetos a los beneficios de dicha ley. De esta forma, se estableció en el DS 71 un procedimiento de conexión simplificado para este tipo de sistemas.

La ley 20.571 establece el precio de compra de la energía para este segmento, así como el sistema de remuneración a utilizarse. El mecanismo indicado en la ley estipula el pago de una sola cuenta para el cliente final, en la cual se valorizan de forma independiente los consumos y las inyecciones. El valor de la energía consumida se valoriza al precio de cliente regulado (establecido vía licitación para el área de concesión), mientras que la energía inyectada a la red por el sistema de generación ERNC se valoriza a precio de nudo de largo plazo.

De esta forma, el saldo final que recibe el cliente en la boleta resulta de la diferencia entre el consumo y los excedentes inyectados a la red, ambos valorizados en pesos (\$), según muestra la expresión (5.1):

$$\text{Saldo}(\$) = \text{Consumo} (\$) - \text{Inyección} (\$) \quad (5.1)$$

La Tabla 5.2 muestra el marco regulatorio aplicable para la conexión de proyectos de pequeña escala a redes de distribución.

Tabla 5.2: Marco regulatorio aplicable a conexión de proyectos de pequeña escala a redes de distribución.

|                  |   |
|------------------|---|
| Nivel de tensión | 0,22-23 kV  |
| Marco Legal      | LGSE  |
| Reglamento       | DS 71   |
| Normativa        | Resoluciones SEC/ Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión |

### 5.1.4 ASPECTOS NORMATIVOS PARA LA CONEXIÓN DE GENERACIÓN ERNC PEQUEÑA ESCALA

La normativa que define requerimientos de diseño, conexión, operación y puesta en servicio de un sistema de generación ERNC de pequeña escala es la Norma Técnica de Conexión Y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión (NT). Esta normativa está compuesta de 5 capítulos y anexos:

- Capítulo 1: Terminología y Alcances.
- Capítulo 2: Procedimiento Técnico de Conexión y Protocolo de Puesta en Servicio.
- Capítulo 3: Capacidad Instalada Máxima y Estudios de Conexión.
- Capítulo 4: Exigencias Técnicas para la Conexión del EG al SD.
- Capítulo 5: Formularios Unicos.

La NT regula el desarrollo del proyecto de ingeniería de conexión, los estándares técnicos de calidad de suministro.

La NT además, entrega en su Capítulo 5 los 6 formularios requeridos para las distintas etapas de desarrollo del proyecto de conexión. Estos son:

- Formulario 1: Solicitud de Información.
- Formulario 2: Respuesta a la Solicitud de Información.



- Formulario 3: Solicitud de Conexión.
- Formulario 4: Respuesta a Solicitud de Conexión.
- Formulario 5: Notificación de Conexión.
- Formulario 6: Protocolo de Conexión de un EG.

## 5.2 ETAPAS DE LA CONEXIÓN AL SISTEMA

### 5.2.1 PROCESO DE CONEXIÓN PARA PMGD

Las etapas de conexión de un PMGD en las redes de distribución eléctrica se ilustran en la Figura 5.2.

A partir de la Figura 5.2 se definen cuatro etapas, que abarcan desde la comunicación inicial de la intención de conexión

a la puesta en servicio y operación. En la Figura se indican tiempos estimados por etapas, los que consideran desde intercambio de información, desarrollo de estudios, pruebas, entre otros. Estos tiempos están calculados en base a los plazos declarados en el DS 244 y a tiempos esperados en desarrollo de estudios y etapas de ingeniería, por lo que deben ser entendidos como referenciales y podrán variar dependiendo el proyecto y sus alcances.

Para más detalle respecto a los tiempos involucrados, se recomienda revisar el DS 244.

A continuación se entrega un resumen de cada etapa del proceso de conexión para un PMGD:

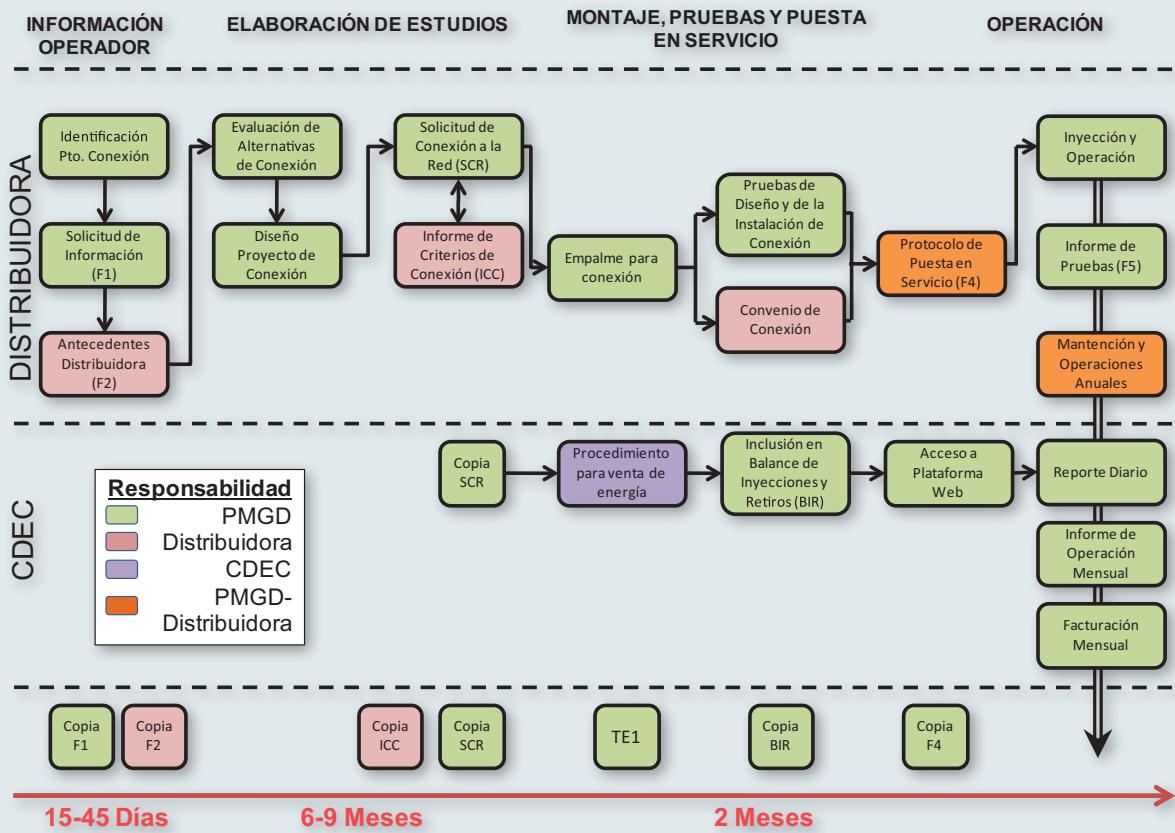


Figura 5.2: Diagrama flujo procedimiento para la conexión de PMGD en las redes de distribución.



### 5.2.1.1 INFORMACIÓN DEL OPERADOR

Etapa en la cual el interesado en conectar un PMGD comienza su interacción con la ED correspondiente, compartiendo los antecedentes necesarios para comenzar los estudios y diseño de la ingeniería de conexión de un PMGD. En primer lugar se debe identificar el punto de conexión, para esto es necesario conocer las características principales del proyecto, conocer la empresa concesionaria de distribución que posea redes aledañas al parque generador, matriz de generación del proyecto ERNC, entre otros. Estos antecedentes serán necesarios para completar el Formulario N°1 "Solicitud de Información" (F1) el cual es enviado a la ED, siendo el primer anuncio del proyecto PMGD. Copia del Formulario N°1 se debe enviar a la SEC.

La ED deberá responder al F1, emitiendo el Formulario N°2 "Antecedentes de la Empresa Distribuidora" (F2), que lleva anexado información de demanda, capacidades de las líneas, futuros proyectos de inversión, unilineales, información de elementos de la red y los estudios necesarios para la futura conexión del PMGD. La empresa distribuidora se encarga de enviar copia a la SEC.

Tabla 5.3: Acciones a realizar por entidades involucradas en etapa de información del operador.

| Entidad | Acciones   |
|---------|--|
| PMGD    | Identificar Punto de Conexión                        |
|         | Emitir Solicitud de Información (F1)                 |
|         | Emitir Antecedentes de la Empresa Distribuidora (F2) |
| SEC     | Recibir copia de F1 y F2                             |

### Identificación del Punto de conexión

El título N° 2.2 de la NTCO entrega detalles de los criterios para la selección del punto de conexión para un proyecto PMGD. El punto de conexión puede ser en una subestación eléctrica o en un punto determinado de una línea de distribución. Cuando la conexión se realiza en un punto de la línea se denomina tap-off o S/E seccionadora.

Es la etapa inicial del proyecto, en la cual el interesado en conectar un PMGD en las redes de distribución debe determinar las características principales, ventajas y desventajas del punto de conexión, destacando los siguientes aspectos:

- Identificar recursos energéticos del terreno.
- Realizar levantamiento topográfico.
- Identificar canales de comunicación y vías de acceso disponibles del terreno y sector.
- Identificar Empresa Distribuidora del sector.
- Identificar Nivel de Tensión y distancia de líneas cercanas (Tensión menor o igual a 23 kV);
- Identificar N° de estructuras cercanos (Placa metálica en Postes), posibles Puntos de Conexión.
- Realizar trazado preliminar de líneas de conexión y propiedades a intervenir.
- Analizar aspectos ambientales que pudiera provocar el PMGD y líneas adicionales.

### Solicitud de Información (F1)

Luego de identificar y evaluar las características del punto de conexión y del proyecto de generación ERNC, se debe informar los parámetros y antecedentes específicos del

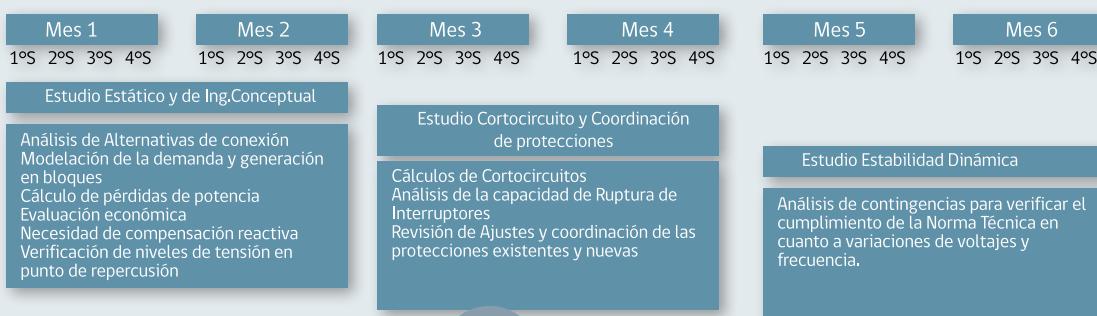


Figura 5.3: Procedimiento de conexión según DS. 244.  
Fuente: SAESA.



proyecto, el punto de conexión que desea el desarrollador del proyecto a la empresa distribuidora, para a su vez recibir los parámetros de la red de distribución en el punto al cual se pretende conectar el PMGD. El interesado debe enviar a la ED el Formulario N°1 de la NTCO, "Solicitud de Información", el cual incluye la siguiente información:

- Identificación del Interesado;
- Características Principales del proyecto (Datos del proyecto, Potencia a inyectar, Predicción Energía Anual, Energético Primario);
- Punto de Conexión Deseado (Nº Estructura, Alimentador y Nivel de Tensión);
- Información a solicitar.

Copia de dicho formulario debe ser remitido a la SEC, dentro de los 3 días siguientes de su envío a la empresa de distribución.

#### **Antecedentes de la Empresa Distribuidora (F2) (15-45 días)**

En respuesta a la Solicitud de Información (F1), la ED envía al interesado el Formulario N°2 "Antecedentes de la Empresa Distribuidora o Empresa con Instalaciones de Distribución", documento que debe contener la siguiente información:

- Identificación de ingeniero a cargo del proyecto.
- Antecedentes del alimentador.
- Punto de Conexión Recomendado, pudiendo ser este una estructura existente o una nueva estructura a instalar.
- Punto de Repercusión Asociado.
- Capacidad de Cortocircuitos.
- Plano georeferenciado o unilineal con líneas, equipos, puntos singulares, cargas, posible ubi-

cación del PMGD, etc.

- Información de demandas horarias del alimentador involucrado.
- Futuros proyectos de inversión.
- Requisitos de estudios exigidos al PMGD.

La empresa distribuidora tiene un plazo máximo de 15 días contados desde la recepción del F1. Una vez recibida la información, el interesado tiene otros 15 días para solicitar un complemento de los antecedentes de la empresa distribuidora, debiendo este responder en un plazo no superior a 15 días contados desde la recepción de la nueva solicitud.

#### **5.2.1.2 ELABORACIÓN DE ESTUDIOS**

Etapa donde se elaboran los estudios y se diseña el proyecto conexión, el cual es presentado a la ED, a través de la Solicitud de Conexión a la Red (SCR, F3 según NTCO), mientras que la ED tiene el deber de revisar y emitir el Informe de Criterios de Conexión (ICC), en el cual dará a conocer la aprobación o rechazo del PMGD en sus redes.

Esta etapa comienza con el análisis de pre factibilidad, análisis que se realiza a partir de estudios de flujo de potencia. Los insumos para realizar dicho estudio se encuentran disponibles a través del F2 entregado por la ED.

Una vez concluida la etapa de pre factibilidad, y seleccionada la alternativa de conexión comienza la ingeniería final del proyecto de conexión. En forma complementaria al desarrollo de la ingeniería, la NTCO impone criterios técnicos de seguridad y calidad de suministro que obligan al desarrollador de proyectos a realizar estudios de corto circuito y coordinación de protecciones nuevas y existentes, de ser esta última necesaria, así como un análisis dinámico.

La Tabla 5.4 muestra las acciones a seguir por cada entidad, donde se observa el comienzo de la relación



entre el PMGD y el CDEC respectivo, ya que se da a conocer el proyecto PMGD para una futura venta de energía al sistema de parte de la central.

Tabla 5.4: Acciones a realizar por entidades involucradas en etapa de estudios.

| Entidad | Acciones  |
|---------|---|
| PMGD    | Realizar Evaluación de Alternativas de Conexión |
|         | Realizar Diseño de Proyecto de Conexión         |
|         | Emitir Solicitud de Conexión a la Red (SCR)     |
| ED      | Emitir Informe de Criterios de Conexión (ICC)   |
| SEC     | Recibir copia de SCR y ICC                      |
| CDEC    | Recibir copia de SCR                            |

### Evaluación de Alternativas de Conexión (2 meses)

Luego de recibir los antecedentes de la Empresa Distribuidora, se evalúan posibles alternativas de conexión del PMGD dentro de la red de distribución. La ED en el formulario N°2 emitido da a conocer un punto de conexión recomendado, y ese es el primer punto a evaluar. Se debe analizar la capacidad de la red y verificar que el impacto de la operación del PMGD cumpla con los estándares del capítulo N°3: "Exigencias Técnicas para la conexión al sistema de Distribución" de la NTCO. Además en esta etapa se evalúa el incremento o reducción de las pérdidas dentro de la red de distribución. Si las pérdidas en la red de distribución aumentan debido a la operación del PMGD, se deberá acordar con la ED la forma de pago de dichas pérdidas.

Esta etapa concluye con el desarrollo de la ingeniería conceptual de aquella(s) alternativa(s) de conexión que cumplan con los estándares técnicos normados en la NTCO.

Finalmente, se deberán valorizar la(s) alternativa(s) de conexión anteriormente identificadas, y para cada una de ellas estimar el cargo por uso de las redes, que incorpora el Costo de Operación y Mantenimiento (COMA), la Anualización del Valor de la Inversión (AVI) y eventualmente las pérdidas producto de la operación del PMGD.

### Diseño de Proyecto de Conexión (4 meses)

Una vez seleccionada la alternativa de conexión en base al análisis técnico económico de la etapa anterior, se realiza la ingeniería de detalles que incluye dentro de su contenido los documentos definitivos del proyecto.

En esta etapa se deben realizar los estudios eléctricos complementarios según muestra la Figura 5.3, es decir análisis de corto circuito y análisis dinámico. Otros estudios complementarios a desarrollar, pueden ser, dependiendo de la envergadura del proyecto de conexión, estudios topográficos, mecánica de suelos, declaración o estudio de impacto ambiental, entre otros.

Al concluir la etapa de diseño de ingeniería, se cuenta con los insumos necesarios para la ejecución del proyecto de conexión. Los productos finales, tanto de las obras civiles, como eléctricas, incluyen los siguientes documentos:

- Memoria de cálculos.
- Planimetría.
- Diagramas Unilineales.
- Especificaciones técnicas.
- Presupuesto definitivo.
- Cronogramas de Ejecución.
- Entre otros documentos.

### Solicitud de Conexión a la red (SCR) (2 meses)

Previo a su conexión, el propietario del PMGD debe presentar ante la ED la "Solicitud de Conexión a la Red" (SCR). Las exigencias mínimas están descritas en el Capítulo N°2 de la NTCO. Esta solicitud contiene la información definitiva y específica del proyecto, incluyendo:

- Datos de la Conexión;
- Punto de Conexión Deseado;
- Características específicas del PMGD.
- Equipos a instalar;



- Estudios de Impacto Sistémico;
- Estudios de Ajuste de Protecciones.
- En general, todos los antecedentes del proyecto completo de conexión.

Se debe enviar copia a la SEC y al CDEC correspondiente dentro de los 3 días siguientes a la presentación ante la ED.

Por su parte la ED tendrá un plazo máximo de dos meses para la revisión de la SCR, para su aprobación o rechazo.

La SCR se considerará aceptada si se cumple lo siguiente:

- En el Informe de Criterios de Conexión (ICC, ver punto siguiente), la ED presenta su conformidad con los antecedentes de la SCR.
- Las controversias entre la ED y el propietario del PMGD han sido resueltas.

La aceptación de la SCR tiene una vigencia de 18 meses desde la recepción de la ICC.

#### **Informe de Criterios de Conexión (ICC) (1-3 meses)**

Tal como se mencionó anteriormente, la ED tiene un plazo máximo de dos meses contados desde la fecha de presentación de la SCR por parte del interesado o propietario del PMGD para remitir un Informe de Criterios de Conexión (ICC), a través del cual la ED manifiesta su acuerdo o desacuerdo con la SCR presentada previamente.

Adicionalmente, la ED puede emitir un Informe de Costos de Conexión, en el caso que se justifique que los costos adicionales en las zonas adyacentes sean mayores que los ahorros por la operación del PMGD en la red. El DS 244 (Art. 8º) obliga al propietario del PMGD a pagar cualquier costo por modificaciones en las redes de distribución, siendo la ED la encargada de ejecutar dichas obras.

El ICC y el Informe de Costos de Conexión tienen que ser remitidos simultáneamente a la SEC y el propietario del PMGD.

En caso de disconformidad del interesado o propietario del PMGD, este tendrá un plazo máximo de 20 días para solicitar correcciones. Se debe emitir copia a la SEC. La ED tendrá un plazo máximo de 15 días corridos para responder la solicitud de correcciones.

#### **5.2.1.3 MONTAJE, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO**

Una vez aprobada la SCR, la ED está de acuerdo con las condiciones de conexión del PMGD en el sistema de distribución. En esta etapa del proyecto se realiza el montaje del proyecto, los protocolos, convenios y pruebas necesarias para que el PMGD pueda operar y vender energía sin inconvenientes durante su vida útil.

El montaje de conexión se inicia una vez entregada la información técnica completa del proyecto, es decir estudios de impacto en la red e ingeniería terminada. El proceso se inicia formalmente a través de la entrega por parte del desarrollador de proyecto de la SCR. Este formulario debe contener según el Artículo 2.5 de la NTCO los siguientes documentos:

- “Plano de ubicación de las instalaciones, incluyendo la designación y límites del terreno.
- b) Disposición y diagrama unilineal de todas las instalaciones eléctricas con los datos de los equipos considerados, incluyendo posibles líneas y subestaciones en media tensión, de unión con el cliente mismo, longitudes de cables y líneas, esquemas de subestaciones.
- Datos eléctricos de los transformadores que se emplearan en la conexión al Sistema de Distribución (SD), tales como potencia nominal, razón de transformación, reactancia equivalente, grupo o tipo de conexión.
- Descripción de las protecciones, especificando tipo, fabricante, conexión y funciones.
- e) Corriente de cortocircuito en el punto de conexión al SD de media tensión.
- Descripción del tipo y forma operativa de la maquina motriz, generador y eventualmente inversor o convertidor de frecuencia, así como de la forma de conexión al SD, incluyendo hojas de datos y protocolos de pruebas;
- En el caso de inversores y convertidores de frecuencia; protocolos de prueba o antecedentes similares sobre las armónicas superiores e intermedias esperadas.
- En el caso de centrales eólicas, certificados, protocolos de pruebas o antecedentes similares sobre las características eléctricas, según la normativa



nacional vigente, o si no lo hubiere, conforme a lo estipulado en el Artículo 1-7 de la presente NT;

- Información sobre los controladores de frecuencia y voltaje, con sus rangos de operación y del sistema de control y protecciones;
- Listado del personal u organización responsable de la operación y mantenimiento del PMGD, que cumpla con los requisitos especificados en el Artículo 2-12 de la presente NT; y
- Formulario 3, "Solicitud de Conexión a la Red", especificado en el Capítulo 6 de la presente NT."

Con respecto al CDEC, al momento de recibir la SCR aprobada, debe enviar al PMGD el Procedimiento para venta de energía. En dicho documento, el PMGD debe seleccionar entre la alternativa de venta de energía y potencia a Costo Marginal o a Precio Estabilizado, lo que se declarará en la inclusión en Balance de Inyecciones y Retiros (BIR).

La Tabla 5.5 muestra el resumen de las actividades a realizar en esta etapa.

Tabla 5.5: Acciones que deben realizar las entidades involucradas en etapa de protocolos y pruebas.

| Entidad | Acciones   |
|---------|--|
| PMGD    | Gestionar Empalme para Conexión                            |
|         | Realizar Pruebas de Diseño y de la Instalación de Conexión |
|         | Emitir Inclusión en Balance de Inyecciones y Retiros (BIR) |
| ED      | Elaborar Convenio de Conexión                              |
| SEC     | Recibir Copia de BIR                                       |
|         | Revisar Declaración TE1                                    |
| CDEC    | Emitir Procedimiento para venta de energía                 |

### Empalme para Conexión

Para la conexión del PMGD a las redes de distribución debe construirse o modificarse en el punto de conexión un empalme de la red, por lo tanto este debe gestionarse directamente entre el propietario del PMGD con la ED correspondiente. El DS 244 (Art.22º) declara que los empalmes necesarios para la conexión serán de propiedad del PMGD, y es este el que deberá hacerse cargo de los costos asociados a su construcción y mantención.

Dependiendo de la ED, se pueden solicitar diversos documentos y el empalme se puede gestionar de diferentes maneras. Sin embargo, de forma genérica, el proceso de obtención del empalme se basa en los siguientes pasos:

- SCR aprobada, establece un punto de conexión y factibilidad de conexión.
- Obtención y Pago de Presupuesto de Empalme.
- Completar formularios tipo "Solicitud de Empalme y Suministro", "Registro de Potencia Conectada" y/o "Tarjeta de Pedido de Corriente", y además adjuntar documentos, tales como, Inscripción de TE1 del proyecto, certificados y facturas de los equipos, diagramas de conexiones, etc.

Este punto dependerá de la ED con la que se trata.

- Construcción de Empalme.
- Firma de Contrato de Suministro de Electricidad.

### Pruebas de Diseño y de la Instalación de Conexión

Las pruebas son efectuadas en equipos representativos, ya sea en fábrica, en un laboratorio de pruebas o en terreno. Las pruebas son requeridas tanto para equipos en celdas, con componentes herméticos, como para equipos individuales al aire libre.

Las pruebas de diseño, explicitadas en el capítulo Nº4 de la NTCO, se aplican a un mismo equipo en el siguiente orden:

1. Respuesta a Tensión y Frecuencia Anormales.
2. Sincronización.
3. Prueba Integral a la Conexión.
4. Prueba de formación fortuita de isla.
5. Limitación de la Inyección DC.
6. Armónicas.

Además, el propietario u operador del PMGD, deberá realizar inspecciones y pruebas a la Instalación de conexión, explicitadas en la NTCO, correspondientes a los siguientes ámbitos:

1. Inspección Visual, concordancia con planos.
2. Pruebas a la Integración de la puesta a tierra.
3. Pruebas al Interruptor de Acoplamiento
4. Verificar Diseño de la Instalación de Conexión.



Los resultados de las pruebas deberán ser documentados formalmente y quedar disponibles para la ED y la SEC. Es posible que los certificados de las pruebas sean solicitados por las entidades involucradas.

### **Convenio de Conexión (60 Días)**

Para el caso de los Sistemas de Distribución el rol es más participativo lo tiene la SEC, la cual supervisa el proceso, velando para que los formularios de interconexión se entreguen con la información que la ley estipula, sin necesidad de un contrato entre las partes. De este punto de vista las empresas distribuidoras tienen que analizar el impacto en sus redes.

En estos casos no es necesaria la firma de acuerdos por uso de red, pero sí lo es demostrar el impacto de la conexión y entregar los estudios de adecuaciones para toma de decisiones e inversiones.

Previo a la puesta en servicio, y en plazo no mayor a 60 días corridos contados desde la aceptación de la SCR, la ED y el PMGD deberán firmar el Convenio de Conexión. Si bien no existe un Convenio de Conexión estandarizado, ya que corresponde a un trato entre dos entes privados (ED-PMGD), éste debiese considerar los siguientes aspectos:

- a)      Aspectos técnicos-operativos
  - Condiciones técnicas para la conexión.
  - Exigencias en la medición.
  - Calidad de Servicio.
  - Retiro de la derivación.
  - Responsabilidades por daños.
  - Procedimientos de coordinación y operación.
  
- b)      Aspectos comerciales
  - Servicios a prestar y normativa que autoriza el cobro de éstas.
  - Costos administrativos.
  - Costos de operación y mantenimiento.
  - Ahorro de pérdidas.
  - Modalidad de facturación.
  - Intereses.

Los procedimientos y metodologías deberán ser implementados por la ED y en todo momento ser acatadas por el propietario u operador del PMGD, ya que estas instrucciones estarán destinadas a resguardar la calidad y seguridad del servicio de la red de distribución, en los tiempos y condiciones establecidas por la ED.

### **Procedimiento para venta de energía**

Documento emitido por la Dirección de Operaciones (DO) del CDEC respectivo al PMGD, el cual informa que el CDEC toma conocimiento del proyecto de generación al recibir la copia de la SCR aprobada por la ED, indicando el procedimiento a seguir para llevar a cabo la venta de energía en la red. Se da la opción de vender la energía a Costo Marginal Instantáneo o a un Régimen de Precio Estabilizado, alternativa que debe ser comunicada al menos 6 meses antes de la entrada en operación del PMGD. Se exige una permanencia mínima de 4 años en el régimen de venta escogido. Para más detalle, revisar Capítulo 2, donde se explica el funcionamiento del Mercado Eléctrico.

Además se solicita información y documentos sobre costos operacionales, calidad de los medidores de facturación, entre otros.

### **Inclusión en Balance de Inyecciones y Retiros (BIR)**

El propietario del PMGD solicita su Inclusión en el Balance de Inyecciones y Retiros (BIR), informando de la opción de venta de energía, Costo Marginal Instantáneo o a Régimen de Precio Estabilizado. El PMGD debe adjuntar la siguiente información:

- Documentos que comprueben que los equipos de medida cumplen con las exigencias del CDEC respectivo (manuales, certificados, etc.).
- Costos Operacionales, tales como, costos variables de combustibles y no combustibles, consumo específico, potencia máxima, potencia mínima y consumos propios de la unidad.
- Diagramas Unilineales del sistema a conectar.

Se recomienda enviar copia del documento a la SEC.

### **TE1: Declaración de Instalación Eléctrica Interior**

Documento en el cual se declaran ante la SEC las instalaciones eléctricas interiores de baja y media tensión. La aprobación de este documento es primordial para la tramitación y construcción de empalme de conexión entre el PMGD y la ED.

Para mayor detalle consultar el sitio web de la SEC habilitado para declarar proyectos de instalaciones eléctricas interiores de baja y media tensión:



[http://www.sec.cl/edeclarador/edeclarador\\_inicio.html](http://www.sec.cl/edeclarador/edeclarador_inicio.html)

### 5.2.1.4 OPERACIÓN

Una vez concluido el montaje y conexión del proyecto, se realizan las Pruebas de Puesta en Servicio, antes y durante la conexión del PMGD a las redes de distribución.

Los resultados y condiciones finales serán declarados en el Protocolo de Puesta en Servicio (F4), el cual marca un hito en la conexión del PMGD, ya que marca el comienzo de la operación y eventual inyección de energía del PMGD.

El DS 244 establece que previo a la conexión, se deberá informar a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles el cumplimiento de los requisitos establecidos en la NTCO. El DS 244 establece tambien los deberes del PMGD en cuanto a la operación en las redes de distribucion:

- Las maniobras de conexión del PMGD solo podran ser realizados por la distribuidora (Articulo N°21).
- Antes del 15 de Diciembre de cada año, el propietario u operador de un PMGD debera informar del plan de mantenimiento para el siguiente año calendario. Asismismo, debera informar de cualquier maniobra, mejora o reparacion que permiten la conexión a la red de distribucion, en conformidad con la normativa vigente (Articulo N°24).
- El propietario de un PMGD deberá realizar el control de tension para maniobras de conexión y desconexion a traves de equipos de compensacion de reactivos en coordinación con la empresa distribuidora. La copia de estas comunicaciones debera ser remitida a la DO del CDEC respectivo (Articulo N°25).
- El propietario u operador de un PMGD deberá acatar en todo momento las instrucciones de la empresa distribuidora, que esten destinadas a resguardar la calidad y seguridad de servicio de las redes de distribución (Articulo N°26).

El CDEC exige un Reporte Diario, en el cual el PMGD debe informar de sus inyecciones y retiros. También debe enviar el Informe de Operación Mensual, a más tardar el día 25 de cada mes, para la realización de planificaciones del sistema.

La Facturación Mensual por venta de energía debe llevarse a cabo respetando las fechas estipuladas por cada CDEC, iniciando con el envío de datos de inyecciones y retiros

definitiva de cada central; el CDEC realiza un Informe de Valorización de Transferencias (IVT) el cual da a conocer los saldos positivos o negativos para cada caso; finalmente, las empresas con saldo positivo realizan la facturación y pagos en el Balance de Inyecciones y Retiros (BIR) del CDEC.

Las modificaciones que se realicen durante la operación del PMGD, deben ser debidamente probadas e informadas mediante el Informe de Pruebas (F5).

La Tabla 5.6 muestra las acciones a realizar por cada entidad involucrada en esta etapa de puesta en servicio y operación.

Tabla 5.6: Acciones que deben realizar las entidades involucradas en etapa de puesta en servicio y operación.

| Entidad | Acciones  |
|---------|---|
| PMGD    | Realizar Pruebas de Puesta en Servicio          |
|         | Emitir "Protocolo de Puesta en Servicio" (F4)   |
|         | Emitir Reporte Diario                           |
|         | Emitir Informe de Operación Mensual             |
|         | Emitir Informes de Pruebas (F5)                 |
| ED      | Realizar Puesta en Servicio                     |
|         | Informar sobre Mantención y Operaciones Anuales |
| CDEC    | Gestionar Acceso a Plataforma Web               |
|         | Realizar Facturación Mensual                    |

#### Protocolo de Puesta en Servicio (F4) (15 días)

Una vez aprobada la SCR, y antes del inicio de operación sincronizada del PMGD, se debe efectuar el "Protocolo de Puesta en Servicio", Formulario N°4 de la NTCO, el cual recopila los detalles de las revisiones y pruebas finales del PMGD ante la inminente puesta en servicio, por lo que se debe completar con las Pruebas de Puesta en Servicio. Debe tener completa consistencia con la SCR aprobada.

En caso contrario, la ED puede postergar la conexión del PMGD hasta que se cumpla y se justifique las condiciones acordadas.

La ED tiene un plazo máximo de 15 días corridos para dar conformidad al formulario. Una vez aceptado, se debe enviar a la SEC. Luego de esto, el PMGD y la ED se encuentran en condiciones de ejecutar la Puesta en Servicio.

Antes de las pruebas a realizar, el Operador del PMGD o su propietario realizará las siguientes inspecciones visuales:

- Inspección para asegurar el cumplimiento de las



exigencias establecidas.

- Inspección para confirmar la existencia del interruptor desacoplador.

Una vez realizadas las inspecciones señaladas, y antes de la conexión del PMGD a la red, el propietario u operador del PMGD efectuará las siguientes pruebas:

- Prueba de operabilidad del interruptor desacoplador.
- Funcionamiento de la formación no intencional de isla.

Una vez conectado el PMGD, el Operador del PMGD deberá llevar a cabo las siguientes pruebas de puesta en servicio:

- Prueba de Potencia Inversa o de Potencia Mínima.
- Prueba de Funcionamiento de la Formación y No formación de Isla.
- Prueba de Funcionamiento de la Separación del SD.
- Prueba de la Instalación Compensadora de Reactivos.
- Prueba de Funcionamiento de Operación Programada en Isla.

### **Informe de Pruebas (F5)**

El Operador del PMGD deberá mantener siempre en buenas condiciones técnicas todas las instalaciones requeridas para la operación coordinada con la ED. Para ello, un técnico certificado por la SEC deberá probar, en intervalos regulares de un año, el correcto funcionamiento de interruptores y protecciones. Los resultados deberán quedar anotados en un Protocolo de Pruebas.

El "Informe de Pruebas" Formulario N°5 (F5), deberá documentar cronológicamente las pruebas realizadas. Su versión más actualizada, esto es, detallando las últimas pruebas realizadas, deberá estar siempre accesible para la ED y la SEC.

### **Mantención y Operaciones Anuales**

Antes del 15 de Diciembre de cada año, el propietario u operador del PMGD, deberá informar a la ED el Plan de Mantenimiento del respectivo PMGD, para el siguiente año calendario. Asimismo, deberá informar la ejecución de cualquier obra de reparación o modificación de las instalaciones y/o equipamientos que permiten su conexión al SD.

Para las ED, regirá la obligación de informar al propietario del PMGD los planes de mantenimiento y ejecución de cualquier obra o reparación de las instalaciones y/o equipamientos del SD.

### **Acceso a Plataforma Web**

Una vez aceptada la inclusión en el BIR, el propietario del PMGD debe gestionar el acceso a la plataforma web del CDEC correspondiente, ya que en esta se deben subir los reportes diarios de generación, así como otros documentos que requiera el CDEC.

### **Reporte Diario**

Diariamente, se debe informar las inyecciones y retiros que se realizan en el PMGD por hora. El procedimiento para entregar la información es indicada por cada CDEC.

### **Informe de Operación Mensual (IOM)**

Según el artículo 36º de DS244, a más tardar el día 25 de cada mes o el día hábil siguiente, el propietario del PMGD, que participe de las transferencias de energía y potencia del CDEC, deberá enviar un Informe de Operación Mensual (IOM), a la ED y al CDEC respectivo, el cual señale la disponibilidad de excedentes esperados para el mes siguiente. La DO deberá incorporar la información del IOM en la planificación de operación del sistema para el mes siguiente, refiriendo los aportes del PMGD a la subestación primaria de distribución más cercana al PMGD.

En caso de que el PMGD no pueda cumplir con la planificación enviada, deberá informar a más tardar 48 horas después de constatada la situación, actualizando la IOM del mes correspondiente.

### **Facturación Mensual**

Ante una elección para venta de energía de costo marginal horario, se utilizará el calculado en la barra de más alta tensión de la SSEE de distribución primaria, esto quiere decir que será aquella que presenta la menor distancia eléctrica al punto de conexión del PMGD.

Una manera de estimar la facturación mensual es multiplicar el costo marginal en la barra donde inyecta (publicado en los sitios webs del CDEC-SIC y CDEC-SING) por el vector de energía inyectada al sistema en el mes.

En caso que el PMGD opte por vender a precio estabilizado, el precio de nudo con el cual se deberán valorizar



las inyecciones de energía, corresponderá al precio nudo de energía en la barra de más alta tensión de la SSEE de distribución primaria que corresponda.

Por participar en el Balance de Inyecciones y Retiros, los PMGD's tendrán el mismo procedimiento de facturación que las demás centrales generadoras. La diferencia de los PMGD's está en que si son Medios de Generación No Convencional (MGNC), están exentos de pagos de peajes en sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y de transmisión adicionales. Tampoco se da lugar al pago de peajes por uso de instalaciones de la ED por inyectar excedentes de potencia suministrables al sistema.

### 5.2.2 PROCESO DE CONEXIÓN PARA PROYECTOS DE PEQUEÑA ESCALA (LEY DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA).

La Ley 20.571, conocida como Ley de Generación Distribuida, permite la conexión simplificada de sistemas de generación ERNC de potencia menor o igual a 100 kW a las

redes de distribución y fue aprobada durante el año 2012, entrando en vigencia mediante la promulgación de D.S. 71 del 6 de septiembre de 2014.

Debido a que la conexión del proyecto de generación ERNC de pequeña escala no supone un impacto significativo en la operación de las redes de distribución, no requiere de una etapa de estudios previo a la conexión, a diferencia del proceso de conexión de un PMGD. De esta forma, los estudios de conexión se reemplazan por un proyecto de conexión desarrollado por un instalador certificado ante la SEC. Además, el equipamiento de generación ERNC debe contar con certificación acorde con normativa nacional o internacional, para asegurar la calidad de suministro y seguridad en las redes de distribución.

El D.S. 71 detalla el proceso de conexión simplificado, en el cual el cliente final o usuario interesado en desarrollar un proyecto interactúa directamente con la ED. Las etapas de conexión de un proyecto de pequeña escala (Menor o igual a 100 kW de potencia) en las redes de distribución

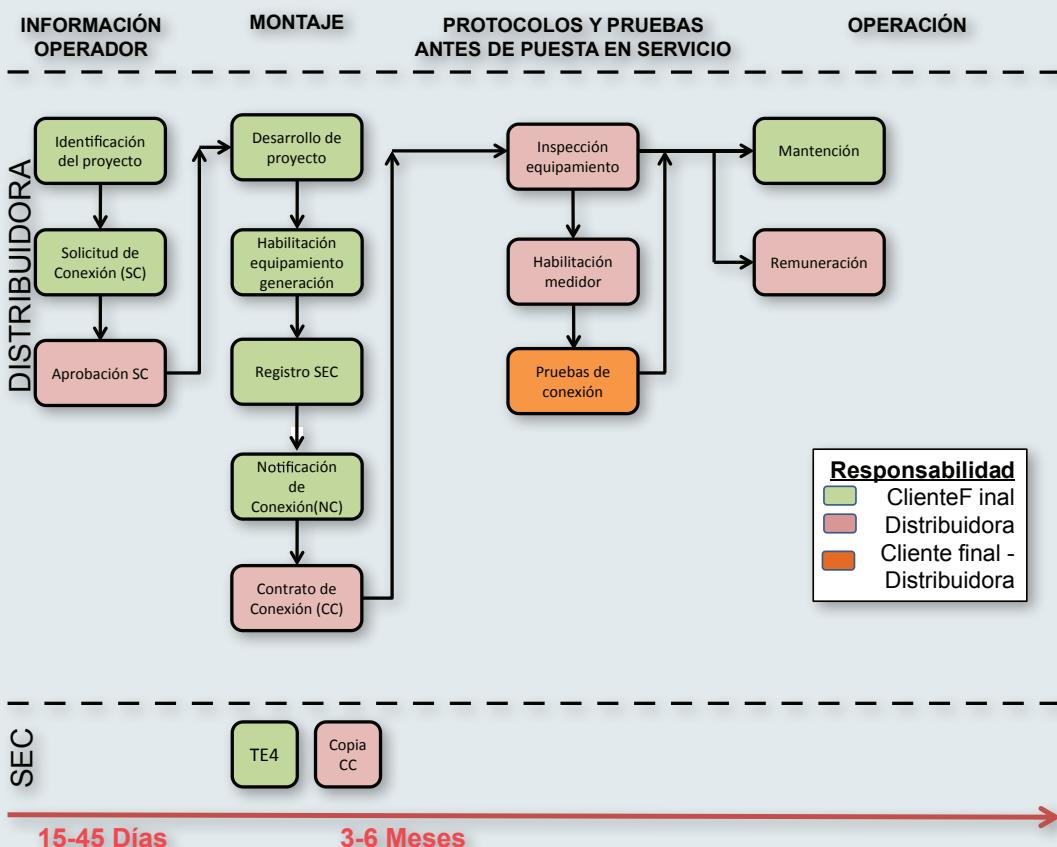


Figura 5.4: Diagrama flujo procedimiento para la conexión de proyectos de pequeña escala en las redes de distribución.



eléctrica se ilustran en la Figura 5.4.

A partir de la Figura 5.4 se definen cuatro etapas que van desde la comunicación inicial de la intención de conexión, hasta la puesta en servicio y operación. En la Figura se indican tiempos estimados por etapas, los que consideran desde intercambio de información, montaje y pruebas, entre otros.

A modo de complementar la información entregada en este capítulo, se recomienda al lector revisar la información preparada por el Ministerio de Energía en conjunto con la Agencia Alemana de Cooperación Internacional (GIZ), disponible en el sitio web del Ministerio de Energía, en el cual se explica en detalle los beneficios y procedimientos de conexión asociados a la Ley 20.571, disponible en el siguiente enlace:

<http://www.minenergia.cl/ley20571/>

A continuación se entrega un resumen de cada etapa del proceso de conexión para un proyecto de generación ERNC de pequeña escala.

### 5.2.2.1 INFORMACIÓN DEL OPERADOR

Etapa en la cual el interesado en conectar un proyecto de generación ERNC de pequeña escala, comienza su interacción con la ED correspondiente, compartiendo los antecedentes necesarios para la conexión del proyecto.

En este caso, el punto de conexión será el empalme al cual está conectado el cliente final. Para dar inicio al proceso de conexión el cliente deberá enviar a la ED los antecedentes de individualización y de características del proyecto a través del formulario de "Solicitud de Conexión" (SC).

La ED deberá responder la SC, emitiendo la "Notificación de Conexión" (NC), aprobando la conexión del proyecto. La Tabla 5.7 muestra las acciones a seguir por cada entidad en esta etapa.

Tabla 5.7: Acciones que deben realizar las entidades involucradas en etapa de información del operador.

| Entidad       | Acciones   |
|---------------|--|
| Cliente Final | Identificar Punto de Conexión.<br>Emitir Solicitud de Conexión (SC). |
| ED            | Aprobar Solicitud de Conexión (SC).                                  |

### Identificación del Proyecto

Es la etapa inicial del proyecto, en la cual el cliente final, debe identificar y desarrollar, idealmente asesorado por una empresa y/o especialista del área, las principales características del proyecto de generación ERNC de pequeña escala a desarrollar. Entre los principales aspectos a identificar en esta etapa, se encuentran los siguientes:

- Tipo de tecnología ERNC a utilizar (fotovoltaica, eólica, etc).
- Potencia a conectar expresada en kW. En este punto se debe considerar que la máxima potencia a conectar para acceder a los beneficios de la Ley N° 20.571 son 100 kW.
- Costo del sistema.
- Energía a generar, que puede ser expresada en kWh/mensuales, kWh/anuales, entre otros.
- Porcentaje del consumo a abastecer, que puede ser expresado en kWh/mensuales, kWh/anuales, o bien en %.
- A partir del punto anterior, evaluar si el proyecto de generación ERNC producirá excedentes de energía para ser inyectado a la red.
- Evaluación económica del proyecto (cálculo de años de retorno de la inversión).
- Requerimientos de superficie para la instalación del proyecto.

### Solicitud de Conexión (SC)

A partir de los datos recopilados en el paso anterior, si el cliente final toma la decisión de materializar el proyecto, debe solicitar a la ED la conexión del proyecto. Para esto, son necesarios los siguientes antecedentes, según el Artículo N° 9 del D.S. 71:

- Identificación del solicitante.
- Domicilio donde se instalará el sistema de generación.
- N° de usuario del cliente final.
- Datos de contacto.
- Tipo de tecnología a utilizar en el equipamiento de generación.
- Potencia a instalar del equipamiento de generación.



### ● Otros antecedentes relevantes del proyecto.

La ED debe responder al cliente final dentro de un plazo de 10 días hábiles. La ED puede responder la SC en conformidad o bien presentando observaciones. Si la ED manifiesta su conformidad con la SC, debe responder al cliente final dentro del plazo antes señalado, entregando los siguientes antecedentes:

#### ● Ubicación geográfica del punto de conexión.

#### ● Propiedad y capacidad en kW del empalme asociado al cliente final.

#### ● La Capacidad Instalada Permitida en la respectiva red de distribución de generación ERNC de pequeña escala.

#### ● El costo de las actividades necesarias para realizar la conexión.

#### ● El modelo de contrato que deberá presentarse una vez que se haya aprobada la conexión del proyecto.

La ED podrá también indicar al usuario o cliente final la necesidad de incorporar obras adicionales, cuyos costos deben ser incorporados al proyecto de conexión. Según el Artículo 11 del D.S. 71, las obras adicionales se requerirán cuando ocurra alguna de las siguientes causas:

#### ● La capacidad instalada del equipo de generación excede la capacidad del empalme de conexión.

#### ● La capacidad instalada del equipo de generación excede la Capacidad Instalada Permitida en el punto donde se conectará el sistema de generación.

Una vez aprobada la SC por parte de la ED, el cliente o usuario final tendrá 20 días hábiles para manifestar su conformidad a través de una carta escrita a la ED. La SC tendrá una vigencia de 6 meses desde su aprobación por parte de la ED. Durante este plazo, el cliente final o usuario debe realizar el montaje del equipamiento de generación, obras adicionales y los trámites descritos en el punto relacionado con el montaje.

## 5.2.2.2 MONTAJE

En esta etapa, el cliente final o usuario debe asesorarse por un especialista del área que posea certificación de la SEC. Este profesional diseñará el proyecto de instalación del equipamiento de generación y conexión a la red. Una

vez terminado el diseño del proyecto, se habilitarán las instalaciones asociadas al equipamiento de generación, pero sin proceder aún a la conexión a la red. Una vez concluido el montaje del proyecto, el profesional certificado deberá registrarla ante la SEC, organismo que debe certificar que cumpla con la normativa vigente.

Una vez inscrito el proyecto ante la SEC, el cliente final o usuario debe presentar el formulario de Notificación de Conexión (NC) ante la ED, el cual una vez aprobado, faculta la conexión del equipamiento de generación a las redes de distribución. A su vez, la ED envía al cliente final o usuario el Contrato de Conexión (CC), el cual contiene las condiciones de operación, responsabilidades, derechos de cada parte y la modalidad de pago, entre otros aspectos.

La Tabla 5.8 muestra las acciones a seguir por cada entidad en esta etapa,

Tabla 5.8: Acciones que deben realizar las entidades involucradas en etapa de elaboración de estudios.

| Entidad       | Acciones  |
|---------------|---|
| Cliente Final | Desarrollar proyecto de conexión.                                       |
|               | Habilitar instalaciones de equipamiento de generación.                  |
|               | Registro proyecto de conexión y equipamiento de generación ante la SEC. |
|               | Emitir Notificación de Conexión (NC).                                   |
|               | Firmar Contrato de Conexión (CC).                                       |
| ED            | Aprobar Notificación de Conexión (NC).                                  |
|               | Emitir Contrato de Conexión (CC).                                       |
| SEC           | Aprobar proyecto de conexión y equipamiento de generación.              |
|               | Recibir copia Contrato de Conexión (CC).                                |

## Desarrollo del proyecto (1 mes)

En esta etapa, se desarrolla el proyecto eléctrico que incorpora el equipo de generación y los componentes asociados a la conexión. El proyecto debe ser diseñado por un instalador SEC certificado. Dentro del listado de documentos que forman parte del proyecto y que son



posteriormente exigidos por la SEC, se encuentran planos, memoria de cálculo y especificaciones técnicas. En esta etapa, se debe considerar dentro del proyecto el uso de equipos de generación, conexión y medición que se encuentren certificados por la SEC, o bien que cuenten con normativa internacional de certificación que sea reconocida en Chile.

### **Habilitación equipamiento de generación (1–2 meses)**

La habilitación del equipamiento de generación debe realizarse conforme a las especificaciones del diseño de la etapa anterior. Es responsabilidad de un instalador SEC certificado, la ejecución de las obras, siendo luego responsable de la inscripción en los registros de la Superintendencia.

El montaje debe considerar sólo los elementos asociados al equipamiento de generación y elementos eléctricos complementarios.

### **Registro SEC (15–30 días)**

Es responsabilidad del proyectista a cargo de la habilitación del equipamiento de generación, el registro de la instalación ante la Superintendencia. Para este tipo de instalaciones, el registro debe ser efectuado siempre por un instalador SEC certificado.

### **TE4: Declaración de Instalación Eléctrica Interior**

Asociado al registro del proyecto, la SEC emite su conformidad a través de la emisión del Formulario TE4. A través de este documento se declaran ante la SEC las instalaciones eléctricas. En el sitio web de la SEC se encuentran mayores detalles para declarar proyectos de instalaciones eléctricas interiores de baja y media tensión:

[http://www.sec.cl/eddeclarador/eddeclarador\\_inicio.html](http://www.sec.cl/eddeclarador/eddeclarador_inicio.html)

### **Notificación de Conexión (NC)**

Una vez aprobada la SC y debidamente inscrito el proyecto en el registro de la SEC, el cliente final o usuario debe enviar a la ED la Notificación de Conexión (NC). Este documento, debe contener la siguiente información:

- Identificación del solicitante.

- Tipo de tecnología a utilizar en el equipamiento de generación.
- Potencia a instalar del equipamiento de generación.
- Certificado de aprobación o autorización del equipamiento de generación emitido por la SEC u otro organismo internacional competente.
- Identificación y clase del instalador.
- Copia del registro de declaración del equipamiento de generación realizada ante la SEC.

### **Contrato de Conexión (CC) (5 días).**

Dentro de un plazo de 5 días desde el ingreso de la NC, la ED y el cliente final o usuario deberán firmar un Contrato de Conexión (CC) el cual contendrá como mínimo los siguientes aspectos:

- Identificación de las partes.
- Opción tarifaria.
- Potencia a instalar del equipamiento de generación.
- Propiedad del medidor y modalidad de lectura.
- Tipo de tecnología a utilizar en el equipamiento de generación.
- Ubicación del empalme, certificación o autorización del equipamiento de generación y demás componentes emitido por la SEC u otro organismo internacional competente.
- Fecha de puesta en servicio.
- Causales de término del contrato.
- Vigencia del contrato.
- Remuneración de inyecciones, mecanismo de pago, conforme a la Ley.
- Medios de comunicación.



### 5.2.2.3 PROTOCOLOS Y PRUEBAS ANTES DE LA PUESTA EN SERVICIO

Una vez aprobado el CC, se deberá realizar la puesta en servicio del equipamiento de generación y la habilitación del medidor. Es función de la distribuidora velar en esta etapa por la correcta instalación del equipamiento de generación, en conformidad con la normativa vigente.

La ED puede oponerse a la puesta en servicio, si detecta divergencias respecto del proyecto presentado.

La Tabla 5.9 muestra el resumen de las actividades a realizar en esta etapa.

Tabla 5.9 : Acciones a realizar por las entidades involucradas en etapa de protocolos y pruebas.

| Entidad       | Acciones                      |
|---------------|-------------------------------|
| Cliente Final | Realizar pruebas de conexión. |
|               | Habilitar medidor.            |
| ED            | Inspeccionar instalación.     |

### Inspección equipamiento (20-30 días)

Previo a la habilitación del equipamiento de generación y dentro de los 20 días hábiles posteriores a la firma del CC, la ED podrá inspeccionar la correcta instalación del equipamiento de generación, en conformidad con la normativa vigente. En esta etapa, si la ED detecta divergencias respecto del proyecto registrado ante la SEC, ésta debe informar las observaciones al usuario o cliente final en un plazo no mayor a 5 días hábiles desde la fecha en que se debió realizar la conexión. Dicha comunicación implica la suspensión del proceso de conexión hasta que las observaciones formuladas por la ED sean subsanadas. El cliente final o usuario podrá subsanar las observaciones formuladas por la ED, o bien apelar ante la ED o ante la SEC Si el usuario o cliente final subsana las observaciones formuladas por la ED, deberá proceder a realizar una nueva NC.

### Habilitación medidor

Se debe habilitar el equipo de medición que registre tanto el consumo como las inyecciones. Una vez instalado el equipo medidor, se da inicio a la marcha blanca del equipamiento de generación.

### 5.2.2.4 OPERACIÓN

Una vez concluida la habilitación del equipamiento de generación, se inicia el periodo de operación. Si durante este periodo realizasen modificaciones al sistema, se debe informar a la ED. Dichas modificaciones deben ser acordes con la normativa y certificación vigente.

Es responsabilidad del propietario del equipamiento de generación su adecuada mantención y operación dentro de los rangos permisibles de calidad de suministro. La ED se encuentra autorizada a retirar o prohibir la inyección de un equipamiento de generación en estado defectuoso o que opere fuera de rangos permisibles.

Las remuneraciones o descuentos que se apliquen, según las inyecciones del equipamiento de generación, serán calculados por la ED y se verán reflejados en la(s) boleta(s) de facturación mensual.

La Tabla 5.10 muestra las acciones a realizar por cada entidad involucrada en esta etapa de operación.

Tabla 5.10 :Acciones que deben realizar las entidades involucradas en etapa de operación.

| Entidad       | Acciones  |
|---------------|---|
| Cliente final | Adecuada mantención equipamiento generación   |
|               | Realizar mediciones de inyección y consumo de energía.                                    |
|               | Aplicar descuentos en boleta mensual o realizar pago de remuneraciones si correspondiera. |
|               | Fiscalizar adecuada operación del equipamiento de generación.                             |



## Mantenimiento

Es responsabilidad del cliente final o usuario, la adecuada mantención del equipamiento de generación. El cambio de uno o más componentes del equipamiento de generación debe ser comunicado por escrito y en forma previa a dicha modificación a la ED. En un plazo no mayor a 5 días desde la recepción de la comunicación, la ED debe responder a favor o en contra de la solicitud de modificación. En caso de que la ED no acepte la modificación propuesta, el cliente final o usuario puede reclamar ante la SEC, quien resolverá en base a la normativa y procedimientos vigentes.

Si la ED acepta la modificación propuesta, debe volver a realizarse el procedimiento de puesta en servicio, descrito en el punto anterior. Cabe mencionar que la ED está facultada para retirar de operación a aquellos equipamientos que no cumplan la certificación y/o normativa vigente.

## Remuneración

Conforme señala la ley, la remuneración de las inyecciones se valoriza a precio de nudo de largo plazo. Por otra parte, los consumos se valorizan al precio establecido vía licitación pública . El saldo final que recibe el cliente en la boleta resulta de la diferencia entre el consumo y los excedentes inyectados a la red, ambos valorizados en pesos (\$), según se indicó en la expresión (5.1).

## 5.3 CASO 2: PMGD RIO BUENO

### 5.3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto del PMGD Rio Bueno consiste de una central hidroeléctrica con una capacidad instalada de 2.9 MVA que fue ejecutado por la empresa Hydro SA. La central estará ubicada en la XIV región de los Ríos cerca de la ciudad de Rio Bueno y tiene previsto como fecha de puesta en servicio finales de 2014. La Central se encuentra a 20 Km de la ciudad. Debido a su baja potencia, esta central se considera como un PMGD (pequeño medio de generación distribuida) y deberá conectarse a las redes de distribución de la empresa concesionaria del sector que es Edelsur. El alimentador Ranco, en 13.2 kV es el que se encuentra más cercano a la ubicación del PMGD.

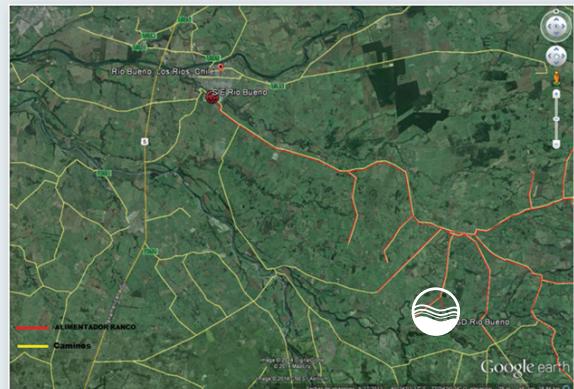


Figura 5.5: Ubicación geográfica PMGD Rio Bueno.

Tabla 5.11: Parámetros PMGD Rio Bueno.

| Central                          | PMGD Rio Bueno     |
|----------------------------------|--------------------|
| Potencia                         | 2.9 MVA            |
| Factor de potencia               | 0,9                |
| Tensión nominal                  | 0.4 kV             |
| Conexión                         | YN                 |
| Reactancia sincrónica $X_d$ (pu) | 2.1                |
| Reactancia sincrónica $X_q$ (pu) | 1.49               |
| $X_0$ (pu)                       | 0.12               |
| $X_2$ (pu)                       | 0.21               |
| Tipo Central                     | Hidroeléctrica     |
| Puesta en servicio               | finales 2014       |
| Conexión                         | Redes Distribución |

### 5.3.2 PUNTO DE CONEXIÓN

Esta central tiene como posible punto de conexión el poste número 526 del alimentador Ranco que sale desde la subestación Rio Bueno en un nivel de tensión de 13.2 kV y que utiliza un conductor AAAC Cóndor y con una distancia eléctrica de 22 Km por el alimentador hasta el PMGD Rio Bueno. Además, se plantea la posibilidad de construir un nuevo alimentador en paralelo en 23 kV con conductor óptimo.



PMGD Rio Bueno

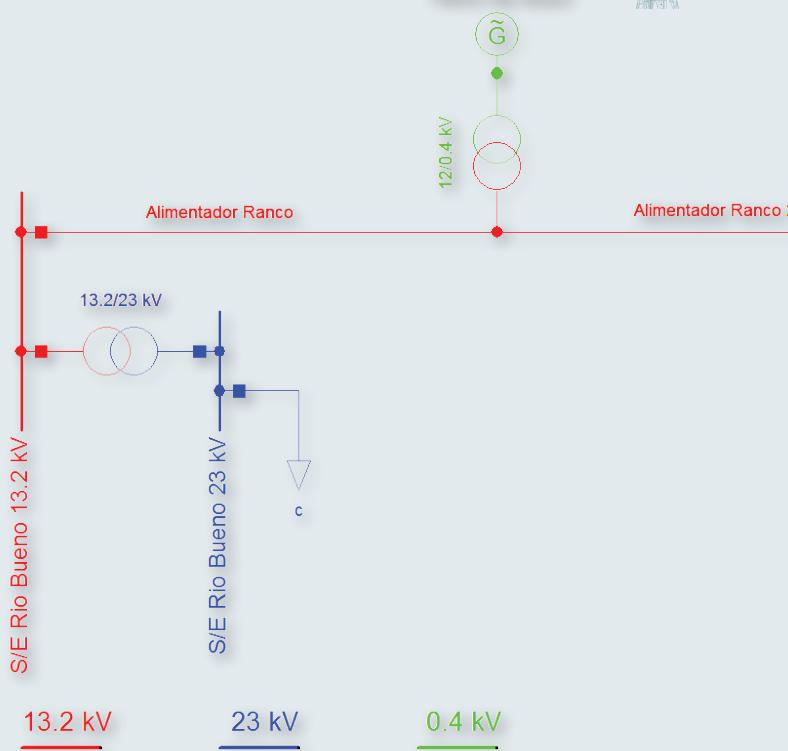


Figura 5.6: Diagrama unitineal posible punto de conexión 1.

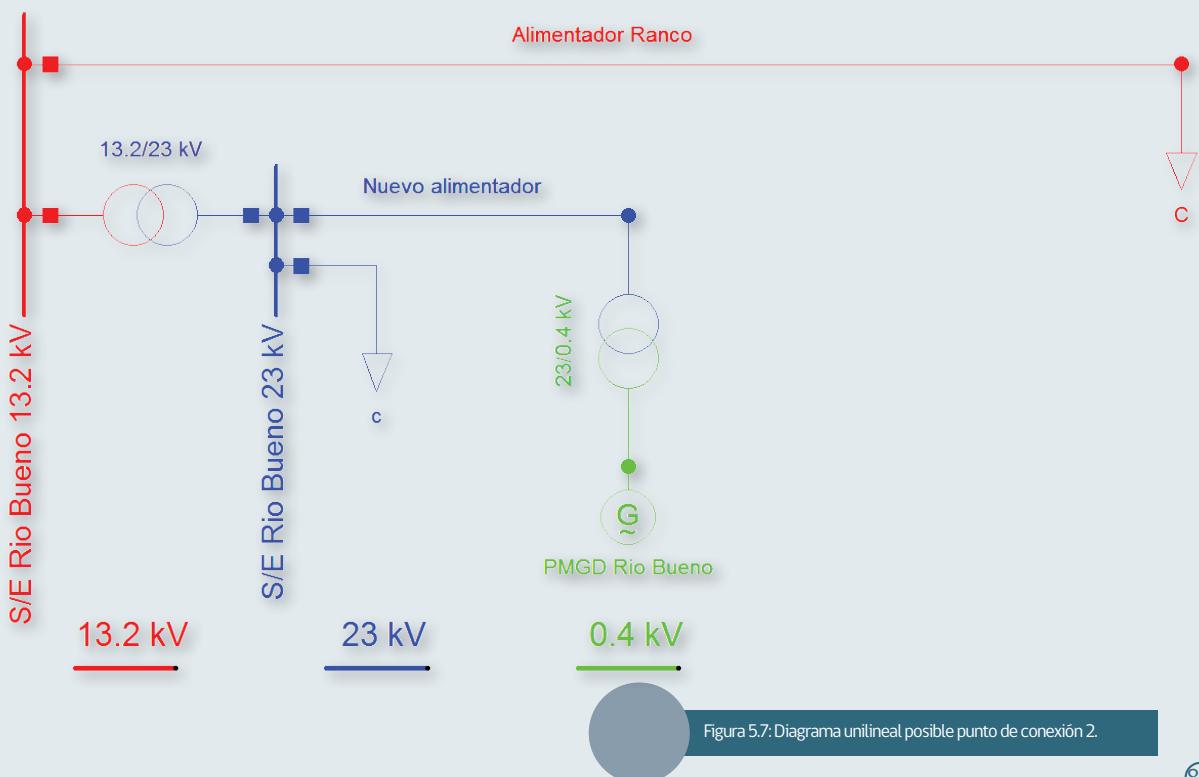


Figura 5.7: Diagrama unitineal posible punto de conexión 2.



Para obtener en punto de conexión óptimo se realizaron diferentes visitas técnicas a la zona donde se quiere instalar la central Hidroeléctrica Río Bueno de manera de que el lugar elegido para esta estuviera en las cercanías de un alimentador. El alimentador más cercano a la zona según lo descrito anteriormente es el alimentador Ranco perteneciente a la empresa de distribución Edelsur. La información sobre el alimentador es la siguiente:

Tabla 5.12: Características del alimentador Ranco.

|                     |             |
|---------------------|-------------|
| Voltaje             | 13.2 kV     |
| Conductor           | AAAC Cóndor |
| Demanda Máxima      | 0.6 MVA     |
| Demanda Media       | 0.4 MVA     |
| Poste de conexión   | 526         |
| Distancia eléctrica | 24 Km       |

### 5.3.3 PERMISOS

Los primeros pasos de conexión de la Central hidroeléctrica Río Bueno consistieron en pedir los permisos correspondientes para la realización del proyecto. Fue necesario solicitar una consulta por pertinencia al Servicio de Impacto Ambiental, para esto se debieron mostrar una serie de antecedentes sobre las características del proyecto y luego fue necesario realizar un estudio de impacto ambiental según lo indicado por la SEA. También fue necesario comunicar del proyecto a la SEC y llenar los formularios 1 y 2 para la empresa de distribución, en este caso Edelsur. En estos formularios se comunica a la distribuidora de la voluntad de hacer el

proyecto Hidroeléctrico Río Bueno y se solicita a la distribuidora la información necesaria para ver la viabilidad del estudio, por ejemplo se pide los conductores utilizados en el alimentador,

la demanda de diseño y la demanda máxima del alimentador medida en la cabecera de este, la capacidad de CC de la subestación que abastece al alimentador Ranco, el plano geográfico del alimentador, descripción de los diferentes equipos ubicados en el alimentador, información de otras unidades de generación ya instaladas en el alimentador Ranco o por instalar.

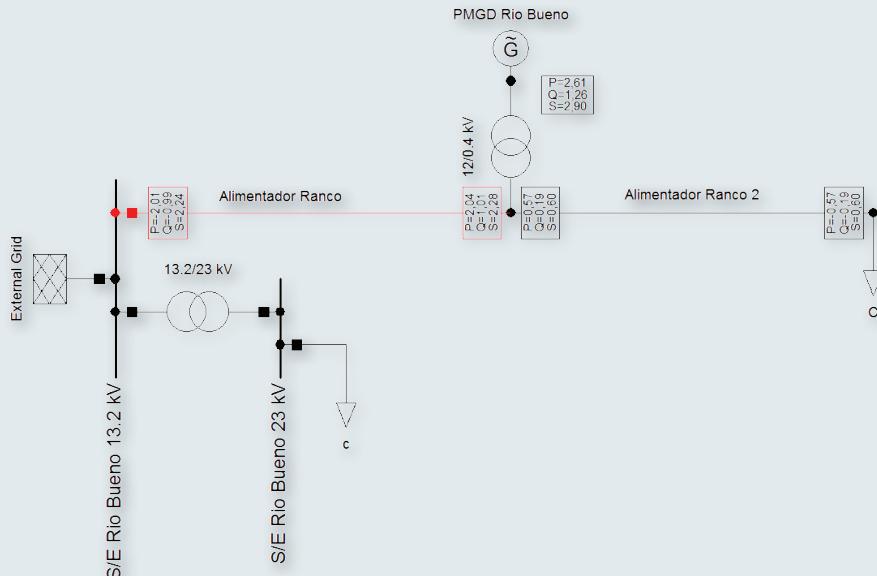
### 5.3.4 ESTUDIO PREFACTIBILIDAD

Se realizó un estudio de prefactibilidad para la Central Hidroeléctrica Río Bueno de manera de determinar si es posible realizar la conexión de esta central en el alimentador Ranco y, en caso contrario, establecer las obras necesarias requeridas de manera de no afectar el sistema y que esta central pueda funcionar a máxima capacidad el mayor tiempo posible. Este estudio consideró la capacidad de transmisión máxima del alimentador Ranco y la demás información entregada por la distribuidora en respuesta al formulario 1.

Tabla 5.13: Resultados análisis de prefactibilidad.

| Línea             | Capacidad sin PMGD | Capacidad con PMGD | Capacidad máxima |
|-------------------|--------------------|--------------------|------------------|
| Alimentador Ranco | -0.6 MVA           | 2.3 MVA            | 2 MVA            |

El estudio de prefactibilidad dio como resultados que con el conductor utilizado en el alimentador Ranco, no es posible



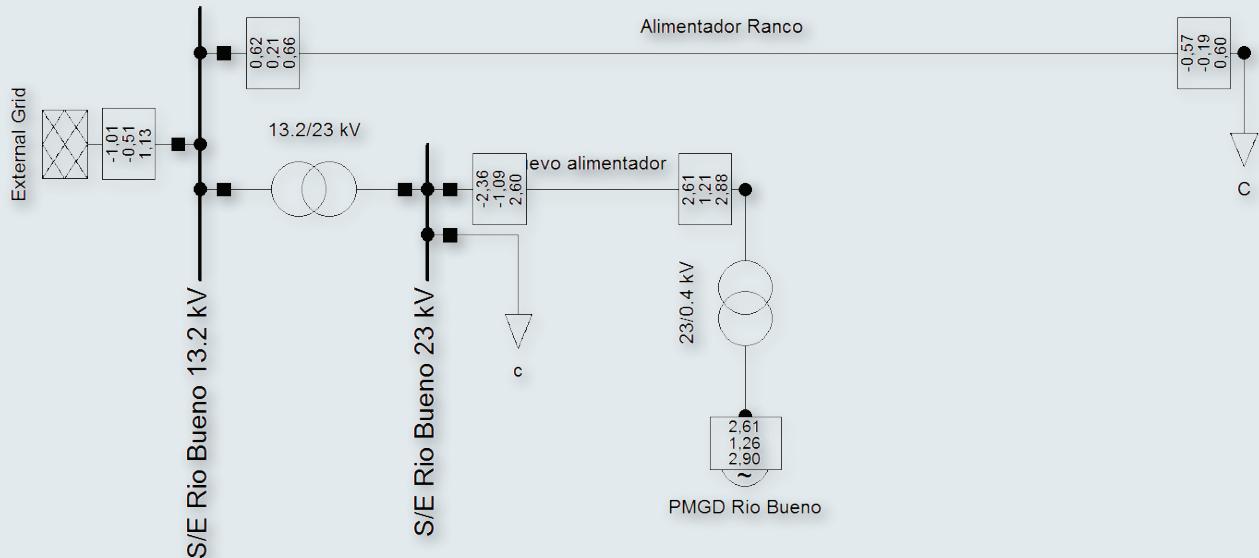


Figura 5.9: Diagrama unilineal posible punto de conexión 2.

realizar la conexión del PMGD debido a que se sobrepasaba la capacidad del alimentador. Para solucionar este problema y poder realizar la conexión del PMGD y por ende, no sobrecargar la capacidad del alimentador se recomienda reforzar el tramo del alimentador desde la Subestación Rio Bueno hasta el poste 526 que es el punto de conexión del PMGD cambiando el conductor AAAC Cóndor por el conductor AAAC Fender que tiene una capacidad máxima de 3 MVA. Otra posible solución como se había previsto en un principio sería la realización desde la subestación hasta el punto de conexión un nuevo alimentador esta vez en 23 kV para conectar el PMGD.

Tabla 5.14: Comparación de conductores.

| Conductor   | Capacidad |
|-------------|-----------|
| AAAC Cóndor | 2 MVA     |
| AAAC Fender | 3 MVA     |

La alternativa a evaluar implica retirar todos los conductores actuales y también reemplazar los respectivos aisladores. Además, se debe reforzar la estructura de los postes para que

soporten el nuevo peso de los conductores del alimentador Ranco. De esta forma, el proyecto de conexión asciende a 387 millones de pesos.

Tabla 5.15: Valorización alternativa 1 de conexión.

| Costos                   | Valor (M\$) |
|--------------------------|-------------|
| Ítems                    |             |
| Materiales               | 140         |
| Equipos                  | 17          |
| Mano de obra Contratista | 190         |
| Ingeniería y Estudios    | 15          |
| Otros                    | 25          |
| Total                    | 387         |

Una segunda opción es la construcción de un nuevo alimentador en 23 kV desde la Subestación Rio Bueno hasta el punto de conexión, este alimentador tiene la ventaja de tener un recorrido menor que el alimentador Ranco, con una distancia de 22 Km en comparación a los 24 Km de la alternativa anterior. Para este nuevo alimentador se requiere instalar una postación nueva y luego, instalar los conductores



con sus respectivos aisladores desde la Subestación Rio Bueno hasta el nuevo punto de conexión. El costo de esta alternativa es 372 millones de pesos.

Tabla 5.16: Valorización alternativa 2 de conexión.

| Ítems                    | Valor (M\$) |
|--------------------------|-------------|
| Materiales               | 170         |
| Equipos                  | 17          |
| Mano de obra Contratista | 150         |
| Ingeniería y Estudios    | 15          |
| Otros                    | 20          |
| Total                    | 372         |

Del análisis anterior, se optó por realizar un nuevo alimentador en 23 kV que resultó ser una opción de menor costo.

El costo incluye lo siguiente:

- Apertura y cierra de la zona de trabajo
- Aviso de corte en localidades cercanas
- Planificación y término de obras
- Programación de faenas
- Desplazamiento y flete
- Conexión y desconexión de empalmes
- Readeclarar red

Además, la alternativa de una línea exclusiva para el PMGD, evita al desarrollador de proyecto potenciales pagos de perdidas por uso de las redes existentes.

Dado lo anterior la alternativa de nuevo alimentador es la que se continuará estudiando en el estudio de Impacto.

### 5.3.5 ESTUDIO DE IMPACTO

Luego de informar a la distribuidora sobre el proyecto de PMGD, se requiere realizar un estudio de impacto de manera de que este punto de generación no afecte los consumos locales ni al sistema de distribución cercano manteniéndose los valores según lo indicado por los dictámenes de la SEC, la NTCO, la NTyCS y el decreto 327. Este estudio se realizó considerando la opción elegida de realizar un nuevo alimentador en 23 kV. Los principales puntos que se deben cumplir son los requerimientos de frecuencia, voltaje y factor

de potencia para instalaciones de distribución.

Las características del conductor utilizado en el alimentador de 23 kV es el siguiente:

Tabla 5.17: Características del conductor a utilizar para conexión.

|                     |            |
|---------------------|------------|
| Voltaje             | 23 kV      |
| Conductor           | AAAC Parta |
| Capacidad máxima    | 8 MVA      |
| Resistencia         | 0.03 Ohm/m |
| Reactancia positiva | 4%         |
| Reactancia cero     | 3 %        |
| Distancia           | 22 Km      |

Las características del transformador elevador de la central son las siguientes:

Tabla 5.18: Características del transformador S/E Rio Bueno.

| Datos transformador S/E Rio Bueno |      |
|-----------------------------------|------|
| Potencia nominal (kVA)            | 3000 |
| Tensión lado alta (kV)            | 23   |
| Tensión lado baja (kV)            | 0,4  |
| Impedancia positiva (%)           | 5    |

Se analizaron diferentes escenarios de operación posibles para el sistema. Para casos de demanda mínima y demanda máxima del alimentador se observó el voltaje en los distintos puntos de conexión del sistema de manera de que su comportamiento se encuentre dentro de los límites establecidos por la NTCO en el artículo 3-18 y en el decreto 327 en el artículo 24 y 25 de disposiciones transitorias.

Estas normas indican que el voltaje en la red de distribución para una zona rural no puede variar en un 8% con respecto al voltaje nominal y que en el punto de repercusión el voltaje no puede variar en un 6% con respecto al que existía antes de la conexión del PMGD.

El perfil de tensión para demanda máxima y mínima es el siguiente:



Tabla 5.19: Perfil de tensión en los puntos del alimentador.

| Punto                   | D. Max Tensión (pu) | D. Min Tensión (pu) |
|-------------------------|---------------------|---------------------|
| S/E Rio Bueno 13,2 kV   | 1                   | 1,02                |
| S/E Rio Bueno 23 kV     | 1                   | 1,02                |
| Punto carga C 13,2 kV   | 0,92                | 0,94                |
| Punto carga C 23 kV     | 1                   | 1,02                |
| Punto de conexión 23 kV | 1                   | 1,02                |

En la tabla anterior se aprecia que el voltaje en los diferentes puntos del alimentador se mantiene dentro del 8% indicado anteriormente, por lo que no se aprecia un impacto de la incorporación del PMGD Rio Bueno al sistema.

También se determinó el factor de potencia en la cabecera del alimentador, y se verificó que éste mantenga entre un 0,93 inductivo y 0,96 capacitivo, de acuerdo a lo indicado en la NTsyCS en los artículos 5-23 y 5-24.

Tabla 5.20: factor de potencia del alimentador.

| Caso           | Factor de potencia |
|----------------|--------------------|
| Demanda máxima | 0.94i              |
| Demanda mínima | 0.95i              |

En ambos casos, el factor de potencia en la cabecera del alimentador cumple con lo indicado en la norma técnica.

### 5.3.6 ESTUDIOS ADICIONALES

Los estudios adicionales requeridos por este PMGD fueron pocos, principalmente realizar un estudio de malla a tierra y de cortocircuito en la S/E Rio Bueno para determinar la capacidad de su malla y de sus interruptores y determinar si estos aguantan el aumento de la corriente de cortocircuito y un estudio de coordinación de aislación para el PMGD de manera de determinar los niveles e aislación requeridos principalmente por el transformador elevador.

### 5.3.7 PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO

Con el PMGD rio Bueno ya construido fue necesario realizar las pruebas de puesta en servicio para lograr conectarla de manera satisfactoria al sistema. Estas pruebas consistieron principalmente de los ensayos de los sistemas de

protecciones y de sincronización de manera de encontrar y resolver cualquier error que se presentara previo a la conexión al sistema.

### 5.3.8 PUESTA EN SERVICIO

Luego de que la prueba de puesta en servicio resultó satisfactoria se realizó la conexión del PMGD Rio Bueno, efectuando la sincronización entre ambos de manera de que este PMGD inyecte su potencia al sistema sin contratiempos.





# ANEXO

## Definiciones Conceptuales

|   |   |
|---|---|
| <b>Acceso abierto</b>                   | Capacidad de un tercero de hacer uso de las instalaciones de transporte, con la finalidad de abastecer de energía eléctrica a los clientes del sistema.   |
| <b>Área de influencia común</b>         | Área fijada para efectos de remuneración del sistema troncal, constituida por el conjunto mínimo de instalaciones troncales entre dos nudos de dicho sistema, en la que concurren, simultáneamente, las siguientes características:<br>1.- Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía del sistema;<br>2.- Que entre dichos nudos se totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la demanda total del sistema, y<br>3.- Que la densidad de la utilización, dada por el cociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje del valor de inversión de las instalaciones del área de influencia común respecto del valor de inversión del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima. |
| <b>Balance de energía (CDEC)</b>        | Diferencia entre inyecciones (energía generada valorizada a costo marginal en barras de inyección al sistema de transmisión) y retiros (energía comprometida en contratos valorizada a costo marginal en barras de venta).  |
| <b>Capacidad de regulación</b>          | Se entiende como capacidad de regulación de una central hidráulica el período en que ésta puede entregar en forma sostenida potencia máxima haciendo uso del embalse o estanque de regulación asociado y tomando en cuenta los afluentes esperados.   |
| <b>Centro de Despacho Independiente</b> | Una organización que no es propietaria de instalaciones y que tiene la responsabilidad de operar el sistema en forma segura y económica. Representado por los CDEC para el caso de Chile.   |
| <b>Contrato bilateral</b>               | Contrato directo sólo entre el generador de energía y el consumidor o broker, reallizado al margen del parque generador centralizado (centro de despacho de carga).   |
| <b>Cliente libre</b>                    | Corresponde a consumidores sobre un determinado volumen ( $> 500 \text{ kW}$ ). Puede haber más de un tipo de cliente libre. Estos consumidores tienen la opción de acceder a precios libremente pactados. Se relaciona con cliente en mercado mayorista.   |
| <b>Cliente regulado</b>                 | Corresponde al consumidor final con tarifa definida por la autoridad ( $< 500 \text{ kW}$ ).  |
| <b>Costo marginal</b>                   | El costo para el sistema, de proveer una unidad adicional (marginal) de electricidad, no considerando costos hundidos.  |
| <b>Despacho económico</b>               | Distribución de todos los requerimientos de generación entre fuentes alternativas de generación de manera de alcanzar el óptimo económico del sistema. Toma en consideración tanto los costos incrementales de generación como los costos incrementales de la transmisión.  |
| <b>Distribuidor</b>                     | Corresponde a las empresas con concesión en una zona geográfica determinada. Operan y mantienen las instalaciones de distribución.  |
| <b>Empresa eficiente/ modelo</b>        | Corresponde al diseño óptimo (técnico/económico/organizacional) de una empresa de distribución, sobre el cual se definen los costos por servicio de distribución que se trasfieren a clientes.  |

**Generación distribuida**

Fuente de generación de energía eléctrica, conectada directamente al sistema de distribución o bien en instalaciones interiores del usuario.

**Ingreso tarifario**

Ingreso obtenido por la línea en función de los costos marginales. Se define como la diferencia de los productos de los flujos por los costos marginales en ambos extremos de la línea.

**Integración vertical**

Propietario y operador del sistema de potencia incluida la generación, transmisión y distribución. Este propietario tiene la responsabilidad de la integridad y confiabilidad del sistema frente a todos los clientes que son abastecidos por él.

**Medio de Generación no Convencional (MGNC)**

Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20.000 kW, en adelante medios de generación no convencionales o "MGNC". La categoría de MGNC, no es excluyente con las categorías indicadas en los literales precedentes. Por otro lado, considerando la cogeneración eficiente a base de combustibles fósiles, esta categoría también puede incluir proyectos clasificados como energías convencionales.

**Mercado mayorista**

Compra y venta de electricidad de los grandes consumidores a los generadores junto con los servicios complementarios requeridos para mantener la confiabilidad y la calidad de producto a nivel de transmisión.

**Mercado spot**

Mercado para intercambio inmediato de electricidad. En el caso de Chile es cerrado a los generadores.

**O&M**

Se refiere a los costos asociados operación y mantenimiento aplicables a centrales de generación o bien instalaciones de transmisión.

**Orden de mérito**

Ordenamiento de menor a mayor de las unidades de generación de acuerdo a sus costos variables de operación. De esta forma se obtiene una primera aproximación del despacho económico de las centrales para distintos niveles de demanda.

**Peak load pricing**

Sistema de tarificación basado en la teoría marginalista en donde los consumidores pagan un precio por energía y un precio por capacidad (potencia) asociado a las horas de mayor demanda.

**Peaje**

Cargo por uso de las instalaciones de transporte.

**Pequeño Medio de Generación (PMG)**

Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9.000 kW conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional, en adelante pequeños medios de generación o "PMG".

**Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD)**

Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kW, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, en adelante pequeños medios de generación distribuidos o "PMGD". A los PMGD se les confiere el derecho a conectarse a las redes de distribución.

**Pool**

Mercado de electricidad de corto plazo donde los vendedores ofertan en el pool los precios y cantidades de electricidad, y los generadores son despachados para suministrar la demanda. Un pool abarca las funciones de una bolsa y un operador del sistema. Estas funciones pueden ser realizadas por una sola entidad, o alternativamente, pueden ser diferenciadas.

**Potencia**

Tasa a la cual la energía eléctrica es producida, o consumida. La potencia es medida en watts (W), o más convenientemente en kilowatts (kW) o megawatts (MW). Un MW equivale a 103 kW o 106W.

**Potencia de suficiencia**

Potencia que puede garantizar un generador bajo condiciones demanda máxima considerando la disponibilidad de energético primario y la confiabilidad de la máquina.

**Precio de nudo**

Precio medio de la energía al cual se realizan las transferencias entre generadores y distribuidores para dar suministro a clientes regulados. Este precio es determinado por la CNE para períodos de 6 meses.

**Precio de la potencia**

Precio que se reconoce a generadores por su contribución a la demanda de punta del sistema. El precio de la potencia se estima considerando el costo de inversión de una turbina a gas necesaria para dar suministro en condiciones de demanda máxima del sistema.

**Regulador**

Determina el marco reglamentario que fija las reglas, dicta normas y resuelve divergencias. A esta entidad, la cual puede componerse de una o más instituciones del estado, se le denomina Ente Regulador.

**Suficiencia**

Atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.

**Seguridad de servicio**

Capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios.

**Servicios complementarios**

Recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sujetos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137º. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

**Transportista**

Se refiere a las empresas que operan en niveles de tensión especificados para los sistemas de transmisión. Transportan energía eléctrica desde los centros de generación a los de consumo









Centro de  
Energías  
Renovables

Ministerio de Energía

Gobierno de Chile

CORFO

# GUÍA DE **CONEXIÓN**

De proyectos ERNC

[www.cifes.gob.cl](http://www.cifes.gob.cl)

