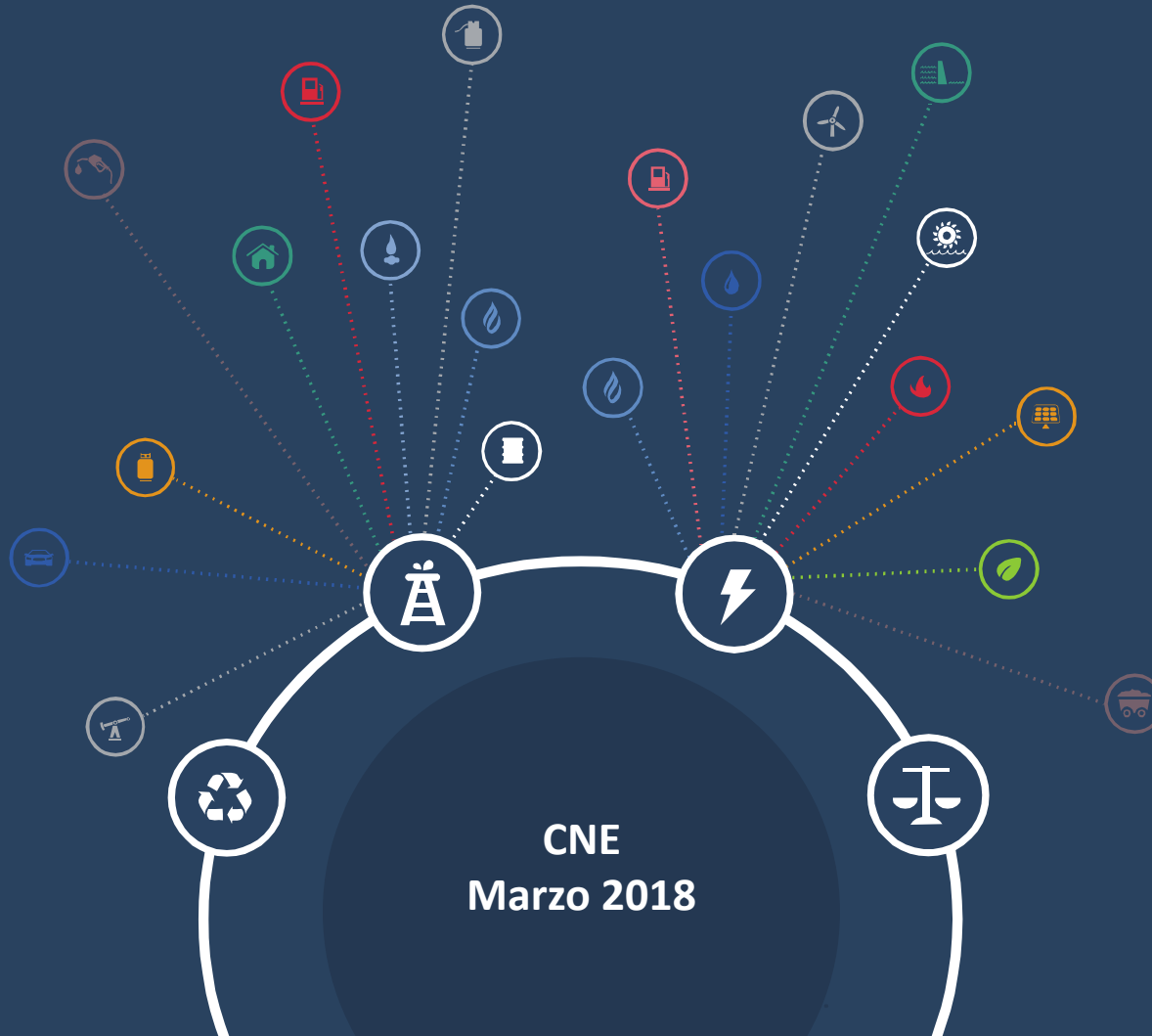


PLANIFICACIÓN ANUAL DE LA TRANSMISIÓN

Mesa de Trabajo N°1: Criterio de Suficiencia

Comisión Nacional de Energía



1. Objetivos de la Mesa de Trabajo N°1
2. Antecedentes para la Planificación
3. Metodología aplicable a los Sistemas Zonales
4. Trabajo en Grupos
5. Próximas Etapas

1. Objetivos de la Mesa de Trabajo N°1
2. Antecedentes para la Planificación
3. Metodología aplicable a los Sistemas Zonales
4. Trabajo en Grupos
5. Próximas Etapas

Objetivos de la Mesas de Trabajo N°1

Objetivo General

Examinar y mejorar los criterios de suficiencia en la expansión de transmisión zonal, en particular para subestaciones primarias de distribución (SPD) y líneas de transmisión existentes.

1. Objetivos de la Mesa de Trabajo N°1
2. Antecedentes para la Planificación
3. Metodología aplicable a los Sistemas Zonales
4. Trabajo en Grupos
5. Próximas Etapas

Recordatorio

Taller N°1 sobre Suficiencia desarrollado por la CNE/Universidad de Colorado

Los elementos que debe considerarse como bases para la planificación de la Transmisión:

- a) La generación.
- b) La demanda.**
- c) La compensación de reactivos.
- d) Generación distribuida.**
- e) Vida Útil.
- f) El Almacenamiento.
- g) Interconexiones regionales.

I. Proyección de la demanda

Etapas proceso de la previsión de la demanda CNE:

- El Informe de Previsión de Demanda (clientes finales) se realiza en paralelo con el Informe de Licitaciones (suministro eléctrico para clientes regulados), que hace referencia el art. 131° ter de LGSE.
- Para cada proceso existen tres informes: Informe Preliminar, Informe Final (post observaciones) e Informe Definitivo (post panel si aplicase).
- Las fechas de publicación de cada uno de los informes son 4ta semana de julio, 4ta semana de septiembre y 4ta semana de diciembre (si aplica) respectivamente.
- Cabe señalar que la presentación de discrepancias al Panel de Expertos sólo aplica al Informe Final de Licitaciones, es decir para la previsión de demanda de clientes regulados.

I. Proyección de la demanda

Etapas de participación para el proceso de previsión de la demanda CNE:

- La solicitud de antecedentes se realiza a las **empresas distribuidoras**, solicitando proyección de sus clientes finales; al **Coordinador Eléctrico Nacional**, solicitando proyección de los clientes libres a partir de la encuesta a éstos; y al **Ministerio de Energía**, solicitando proyecciones de eficiencia energética y de incorporación de generación residencial.
- La previsión se basa en un modelo econométrico que considera los **retiros históricos** de cada cliente y proyecciones de **PIB** (Banco Central y Ministerio de Hacienda), **población** (INE) y **precio del cobre** (Bloomberg), entre otros.
- Posterior al **Informe Preliminar de Licitaciones**, las empresas distribuidoras, generadoras y las instituciones y usuarios interesados (inscritos en el registro correspondiente) pueden realizar observaciones. Para el caso del **Informe Preliminar de Previsión de Demanda**, cualquier coordinado puede realizar observaciones.

I. Proyección de la demanda

Consideraciones básicas para determinar la proyección de la demanda:

- Que las proyecciones de demanda deban considerar los nuevos crecimientos, nuevos puntos de retiro, como también las transferencias de carga planificadas entre SPD.
- Que las proyecciones de demanda consideren los niveles de tensión correctos, es decir, en los cuales se hacen retiros físicos.
- Se requieren los registros horarios cada 15 minutos por cada barra de MT/Trafo para determinar las demandas máximas históricas (respaldo en MT/Potencia firme/Otro).
- Definición de una estandarización de nombre de subestaciones y/o barras.

I. Proyección de la demanda

Errores típicos

- Demanda indicada en punto de retiro incorrecto.
- Demanda indicada en nivel de tensión incorrecto.
- Determinación de demanda máxima considerando traspaso de carga desde otra SPD (duplicación del consumo).
- Falta de información en la proyección de los nuevos puntos de retiro planificados.

II. Parámetros y variables del Sistema de Transmisión Zonal

Corresponderán a los parámetros y características técnicas de las instalaciones que cuenta el Sistema de Información pública del Coordinador.

Se necesitan al menos la siguiente información, conforme lo existente según lo siguiente:

- Capacidad actual de líneas y transformadores.
- Curva de capacidad vs temperatura.
- Parámetros R y X de las instalaciones.
- Condición operacional actual de las instalaciones.
- Banco de compensación reactiva en SPD.

III. Exigencias normativas para la Transmisión Zonal

- Exigencias aplicadas a los sistemas zonales de acuerdo a la NTSyCS.
- En revisión el AT de Diseño de Instalaciones de Transmisión:

Hitos	Fecha
Resolución de Inicio de elaboración del Anexo Técnico de Diseño de Instalaciones de Transmisión (Res Ex N° 757)	27 diciembre 2017
Cierre de Manifestaciones de Interés	26 de enero 2018
Designación de Comité Consultivo (Res Ex N° 126)	15 de febrero 2018
Modificación Comité Consultivo (Res Ex N° 224)	22 de marzo 2018
Primera Sesión del Comité Consultivo (8 sesiones en total)	17 de abril 2018
Publicación para Consulta Pública	21 de septiembre al 16 de octubre
Publicación Anexo Técnico	30 de noviembre 2018

1. Objetivos de la Mesa de Trabajo N°1
2. Antecedentes para la Planificación
3. Metodología aplicable a los Sistemas Zonales
4. Trabajo en Grupos
5. Próximas Etapas

Recordatorio

Taller N°1 sobre Suficiencia desarrollado por la CNE/Universidad de Colorado

Los elementos que debe considerarse para la Suficiencia en la planificación de la Transmisión:

- a) Escenarios de crecimiento de la demanda (provenientes de la PELP).
- b) Movilidad eléctrica, relacionado con la generación distribuida.
- c) Apuntar a enmallar los sistemas de transmisión (suficiencia y robustez).
- d) Nuevas SPD con holgura de espacios.
- e) Definir como criterio la antelación de gatillar inversiones.
- f) Desarrollo de la Dx (crecimientos, lugar, futura necesidad, LP).

I. Criterio de holgura

Actuales consideraciones:

- Identificar las necesidades de expansión que permitan cumplir con el abastecimiento de la demanda ante distintos escenarios de oferta y demanda.
- Serán necesidades de expansión aquellas en que los equipamientos de transformación de las SPD excedan en un 90% de cargabilidad máxima de los transformadores existentes (criterio de holgura).
- Considerar las expansiones de las instalaciones de transmisión zonal que cubran un horizonte de al menos 20 años.
- Capacidad máxima de transmisión definida para cada circuito en función de la temperatura, considerando las condiciones térmicas geográficas de algunas zonas (zonas estivales).

I. Criterio de holgura

Desafíos/Propuestas:

- Análisis basados en criterios Bottom Up (máxima exigencia local).
- Criterios para la selección de la temperatura ambiente para los estudios de suministro de la demanda (capacidad estacional: invierno/verano).
- Incluir explícitamente consideración de coherencia entre la normativa de PMGD con las ampliaciones en sistemas de transmisión zonal (NTCO en revisión).

II. Nueva normativa de diseño de instalaciones de transmisión

Por concepto de Suficiencia en nuevas instalaciones del sistema de transmisión zonal:

Ejemplos de exigencias:

- Capacidad máxima de conexiones: “Todas las líneas nuevas serán diseñadas de doble circuito, al menos con uno de ellos tendido.”
- “La capacidad de las barras de la nueva subestación debe ser como mínimo los siguientes valores: para 500 kV -> 1500 MVA, para 220 kV -> 300 MVA, entre otras”
- Subestaciones 220/MT: “Para estas subestaciones se establece la siguiente cantidad máxima de conexiones:
 - a) Hasta cuatro transformadores 220/MT, hasta 50 MVA cada uno.
 - b) Hasta seis conexiones de líneas en 220 kV”.
- Se encuentra en proceso de evaluación la determinación de disposiciones transitorias para las instalaciones existentes.

III. Desarrollo de los Sistemas de Distribución

Actualmente:

Nueva normativa para los Sistemas de Distribución, principalmente apunta a Calidad de Suministro, Calidad Comercial, Calidad de Producto y Sistemas de Medida y Monitoreo.

VAD 2016-2020 y Servicios Asociados.

Desafío para la planificación de transmisión:

¿Cómo coordinar los elementos considerados actualmente, como generación distribuida, respaldos entre SPD mediante redes de en media tensión y/o nuevas inversiones en Dx para el cumplimiento estándar, en una metodología de suficiencia para la planificación de la transmisión?

1. Objetivos de la Mesa de Trabajo N°1
2. Antecedentes para la Planificación
3. Metodología aplicable a los Sistemas Zonales
- 4. Trabajo en Grupos**
5. Próximas Etapas

Trabajo en Grupos

Distribución en 3 grupos de trabajo:

Mesa A: Antecedentes para la Planificación

Mesa B: Criterio de Holgura

Mesa C: Metodología

Mesa A: Antecedentes para la Planificación

¿Se necesitan más antecedentes basales para la planificación?

- Proyección de demanda, información de instalaciones, normativa vigente.
- Capacidad de evacuación de las redes de distribución.
- ¿Potencia o capacidad PMGD/PMG reduce demanda?.

¿Cómo evitar las inconsistencias en la información basal?

Ley 20.805: “Las concesionarias de servicio público distribución deberán monitorear y proyectar la demanda futura permanente.....”

Ley 20.936 / 72-2: Obligación de sujetarse a la coordinación del Coordinador.

Ley 20.936 / 72-17: *Entrega de información falsa o incorrecta será sancionada por la SEC.*

Ley 20.936 / 21T: Las instalaciones de transmisión existentes cuyos antecedentes no sean presentados ante el Coordinador dentro del plazo antes indicado no serán consideradas en el primer proceso de tarificación.

¿Nuevo(s) Criterio(s)? Propuestas.

Mesa B: Criterio de Holgura

Nivel de Holgura actual.

- Porcentaje variable según nivel de potencia.
- Rangos de holgura.

¿Cómo aplicaría a líneas de transmisión zonal radial y enmalladas?

- Porcentaje de resguardo (para suficiencia).
- Guarismo o mecanismo (para suficiencia).

¿Nuevo(s) Criterio(s)? Propuestas.

Mesa C: Metodología

¿Cómo incluir en la metodología los medios de generación distribuidos?

- ¿Potenciales en base a PELP?
- ¿Encuestas ad-hoc?
- ¿Expansiones gatilladas por proyectos, se requiere declaración en construcción?
- ¿Coordinador debe agrupar y analizar los proyectos PMGD, y proponer necesidades?

¿Incluir los respaldo en MT entre SPD?

- ¿Son recursos operacionales? ¿Cómo se disponen por parte del Coordinador?
- Son recursos a firme por todo el período, ¿cómo se mandatan o mantienen disponibles?

¿Nuevo(s) Criterio(s)? Propuestas.

1. Objetivos de la Mesa de Trabajo N°1
2. Antecedentes para la Planificación
3. Metodología aplicable a los Sistemas Zonales
4. Trabajo en Grupos
5. Próximas Etapas




Próximas etapas

MARZO 2018

Lu	Ma	Mi	Ju	Vi	Sá	Do
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	

ABRIL 2018

Lu	Ma	Mi	Ju	Vi	Sá	Do
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30						

-  Programación mesas de trabajo
-  Mesas de trabajo (3)
-  Envío de Presentación y Minuta

MUCHAS GRACIAS

Comisión Nacional de Energía

Avenida Libertador Bernardo O'Higgins 1449,
Edificio Santiago DownTown,
Torre 4, Piso 13,
Santiago Centro

Tel. (2) 2797 2600

Fax. (2) 2797 2627

www.cne.cl

Santiago - Chile

