



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



Talleres Ley De Distribución Eléctrica PUC – CNE
Tercer Taller Especializado: “Estudios y propuestas”
Resumen Consolidado

Versión 11, 28 de diciembre de 2016

Organizan la **Pontificia Universidad Católica** y la **Comisión Nacional de Energía**

Equipo de trabajo	
Equipo organizador PUC	Equipo organizador CNE
Profesor Hugh Rudnick	Secretario Ejecutivo: Andrés Romero
Profesor David Watts	Asesor y coordinador: Fernando Dazarola
Coordinador G1 PUC: David Watts	Coordinador G1 CNE: Danilo Zurita
Coordinador G2 PUC: David Watts	Coordinador G2 CNE: Rodrigo Gutiérrez
Coordinador G3 PUC: David Watts	Coordinador G3 CNE: Ricardo Fuentes
Coordinador G4 PUC: David Watts	Coordinador G4 CNE: Fernando Flatow

**Documento preliminar, pendiente revisión y
aprobación de los participantes del taller**

Consultas al equipo organizador PUC-CNE:

Grupo 1: desarrollodelared@cne.cl

Grupo 2: financiamientodelared@cne.cl

Grupo 3: modelosdenegocio@cne.cl

Grupo 4: redelfuturo@cne.cl



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



ABSTRACT

Este informe consolida el trabajo desarrollado en el taller “**Estudios y Propuestas**”, que consistió en levantar las **visiones de la distribución del futuro** e idealmente definir y proponer áreas donde se requiera mayor estudio e información, para tener una postura común y ser un aporte real al proceso de discusión de la ley de distribución eléctrica, incorporando temas no considerados o mejorando los propuestos.

RESUMEN EJECUTIVO

El Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía (CNE), con el apoyo de la Pontificia Universidad Católica de Chile (PUC), dieron inicio el jueves 29 de septiembre de 2016 al proceso público y participativo para la elaboración de un nuevo **marco regulatorio para la distribución de energía eléctrica**. En dicho proceso se recogieron las principales ideas, problemas y soluciones con objeto de aportar a las siguientes temáticas:

1. Los problemas actuales del modelo regulatorio y prioridades a abordar
2. Desafíos de mediano y largo plazo de la distribución eléctrica
3. Definición de objetivos de la nueva regulación

Con objeto de dar seguimiento y profundizar este trabajo, se desarrolló una nueva serie de talleres especializados, a saber: T1: **Diagnóstico y Problemas** (primer levantamiento de problemas por grupo); T2: **Visión y Soluciones** (como quieren o imaginan la red del futuro, además de validar, priorizar y sugerir posibles soluciones) y T3: **Estudios y Propuestas** (validar y priorizar visiones y soluciones, además de proponer estudios o requerimientos de información).

Este informe, en particular, pretende dar una mirada globalizada a la temática del taller 3, “**Estudios y propuestas**”, que consistió en levantar las **visiones de la distribución del futuro** e idealmente definir y proponer áreas donde se requiera mayor estudio e información, para tener una postura común y ser un aporte real al proceso de discusión de la ley de distribución eléctrica en cada uno de los siguientes grupos de trabajo:

- Grupo 1: El desarrollo de la red de distribución
- Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación
- Grupo 3: Los modelos de negocio de la distribución
- Grupo 4: Los servicios de la red del futuro



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



En función de la metodología de trabajo y luego de completar formularios estructurados para buscar que los participantes expresen su opinión respecto de visiones, problemas y soluciones levantados en los talleres anteriores, sean ellos los que validen su acuerdo o desacuerdo, prioricen lo más relevante, y generen alternativas y propongan cuestionamientos que no fueron considerados, o a los cuales no se les da la importancia que requiere. Teniendo además la oportunidad de discutir en sala los temas que según ellos requerían un proceso de maduración distinto o de mayor profundidad, permitiendo consensuar opiniones.

Con todo este trabajo se obtuvo un informe que permite tener un levantamiento amplio, que proponga lineamientos, expectativas y problemas que debiesen ser resueltos de alguna manera en la normativa del sector.

Es así como, en función de los resultados de los talleres 2, se presenta las principales visiones del futuro de la distribución, propuestas validadas y consolidadas, con el objeto de tender a una visión consensuada. Además, se presenta una agrupación y resumen de las **soluciones presentadas** a cada uno de los problemas levantados, ordenados y consolidados de acuerdo a la prioridad levantada en ese mismo taller. (Capítulo 1)

A través de trabajo individual y discusión en sala, los participantes pudieron validar y mostrar su grado de acuerdo a las distintas visiones que fueron aportadas en el Taller 2 “**Visión y soluciones**”. Pudiendo indicar las visiones que fueran más relevantes para ellos, así como la posibilidad de agregar algún comentario o visión nueva. (Capítulo 2)

En este taller se trabajó en validar cada solución planteada a los problemas priorizados en taller 2 “**Visión y soluciones**”, indicando su acuerdo o su desacuerdo. Pudiendo además indicar 5 soluciones que según su criterio fueran más eficientes en resolver el problema planteado, generando un ranking de prioridades de solución. (Capítulo 3)

Se presentó un listado de las **principales propuestas y divergencias** detectadas durante los talleres que fueron obtenidas de los aportes los participantes durante Taller N° 2 “**Visión y soluciones**”, y los participantes pudieron validar y discutir cada propuesta planteada indicando su acuerdo o su desacuerdo, teniendo además un proceso de socialización en sala. (Capítulo 4)

Durante los talleres se han levantado necesidades de estudios que se deben desarrollar para avanzar en una nueva regulación de la distribución, ya sea para despejar divergencias de opinión, para profundizar en temas de relevancia o para actualizarse en temas que tienen un desarrollo significativo en otras partes del mundo. Estas necesidades de estudios fueron indicadas explícitamente por los participantes expresando la necesidad de mayor información y análisis respecto de algún tema. (Capítulo 5)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



ÍNDICE DE CONTENIDOS

ABSTRACT	2
RESUMEN EJECUTIVO	2
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	4
CAPÍTULO 1: CONTEXTO, OBJETIVOS Y METODOLOGÍA DEL TALLER ESPECIALIZADOS N°3	6
1.1 CONTEXTO GENERAL, TALLERES ESPECIALIZADOS Y GRUPOS DE TRABAJO	7
1.1.1 <i>Etapas del trabajo de talleres y grupos de trabajo y sus temáticas</i>	<i>7</i>
1.2 PARTICIPANTES DEL TALLER ESPECIALIZADO N°3	10
1.2.1 <i>Participantes al taller N° 3 del Grupo 1: Desarrollo de la red.....</i>	<i>10</i>
1.2.2 <i>Participantes al taller N° 3 del Grupo 2: Financiamiento y tarifas</i>	<i>11</i>
1.2.3 <i>Participantes al taller N° 3 del Grupo 3: Modelos de negocio</i>	<i>12</i>
1.2.4 <i>Participantes al taller N° 3 del Grupo 4: Nuevos servicios.....</i>	<i>13</i>
1.3 OBJETIVOS Y METODOLOGÍA DE TRABAJO DEL TALLER ESPECIALIZADO N°3.....	14
1.4. LISTA DE VISIONES, SOLUCIONES Y PROPUESTAS DE DISCUSIÓN PRESENTADA Y ENTREGADA POR EL EQUIPO PUC A LOS PARTICIPANTES	18
1.4.1 <i>Listado de visiones de los participantes.....</i>	<i>18</i>
1.4.2 <i>Soluciones y sus problemas asociados.....</i>	<i>21</i>
1.4.3 <i>Propuestas y divergencias levantadas.....</i>	<i>27</i>
CAPÍTULO 2: VALIDACIÓN DE VISIONES	28
2.1 GRUPO 1: VALIDACIÓN DE LAS VISIONES DEL DESARROLLO DE LA RED	29
2.1.1 <i>Grupo 1: Validación de las visiones de la Familia A "Expansión de la red de distribución"</i>	<i>30</i>
2.1.2 <i>Grupo 1: Validación de las visiones de la Familia B) "Calidad de servicio"</i>	<i>32</i>
2.2 GRUPO 2: VALIDACIÓN DE LAS VISIONES DEL FINANCIAMIENTO DE LA RED Y SU TARIFICACIÓN.	36
2.3 GRUPO 3: VALIDACIÓN DE LAS VISIONES DE LOS MODELOS DE NEGOCIOS.....	45
2.4 GRUPO 4: VALIDACIÓN DE LAS VISIONES DE LOS SERVICIOS DE LA RED DEL FUTURO	50
CAPÍTULO 3: VALIDACIÓN DE SOLUCIONES	58
3.1 GRUPO 1: VALIDACIÓN DE LAS SOLUCIONES DEL DESARROLLO DE LA RED	58
3.1.1 <i>Grupo 1: Validación de las soluciones de los problemas de la Familia A "Expansión de la red de distribución".....</i>	<i>59</i>
3.1.2 <i>Grupo 1: Validación de las soluciones de los problemas de la Familia B "Calidad de servicio"</i>	<i>65</i>
3.2 GRUPO 2: VALIDACIÓN DE LAS SOLUCIONES PARA EL FINANCIAMIENTO Y TARIFICACIÓN DE LA RED	68
3.2.1 <i>Grupo 2: Validación de las soluciones de los problemas de la Familia A relacionados con los problemas actuales de la tarificación</i>	<i>68</i>
3.2.2 <i>Grupo 2: Validación de las soluciones de los problemas de las Familias B y C relacionados con los problemas futuros de la remuneración tarifas y contratos</i>	<i>74</i>



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



3.3 GRUPO 3: VALIDACIÓN DE LAS SOLUCIONES DE LOS MODELOS DE NEGOCIO.....	78
3.4 GRUPO 4: VALIDACIÓN DE LAS SOLUCIONES DE LOS PROBLEMAS DE LOS SERVICIOS DE LA RED DEL FUTURO.....	83
CAPÍTULO 4: RESUMEN PROPUESTAS DE DISCUSIÓN.....	90
4.1 PROPUESTA GRUPO 1: ESQUEMAS DE PLANIFICACIÓN	90
4.1.1 Grupo 1: Subgrupo liderado por David Watts.....	91
4.1.2 Grupo 1: Subgrupo liderado por Danilo Zurita.....	93
4.2 PROPUESTA GRUPO 2: FINANCIAMIENTO Y TARIFICACIÓN.....	95
4.2.1 Grupo 2: Resumen de la discusión en sala.....	95
4.2.2 Grupo 2: Validación de las propuestas de discusión.....	103
4.3 PROPUESTA GRUPO 3: MODELOS DE NEGOCIO	106
4.3.1 Grupo 3: Resumen de la discusión en sala.....	106
4.3.2 Grupo 3: Validación de las propuestas de discusión.....	115
4.4 PROPUESTA GRUPO 4: NUEVOS NEGOCIOS	118
4.4.1 Grupo 4: Resumen de la discusión en sala.....	119
4.4.2 Grupo 4: Validación de las propuestas de discusión.....	123
CAPÍTULO 5: LEVANTAMIENTO PROPUESTAS DE ESTUDIO.....	127
5.1 GRUPO 1: ESTUDIOS DEL DESARROLLO DE LA RED	127
5.2 GRUPO 2: ESTUDIOS DEL FINANCIAMIENTO DE LA RED Y SU TARIFICACIÓN.....	129
5.3 GRUPO 3: ESTUDIOS DE LOS MODELOS DE NEGOCIOS	130
5.4 GRUPO 4: ESTUDIOS DE LOS SERVICIOS DE LA RED DEL FUTURO.....	132
CAPÍTULO 6: ANEXOS.....	135

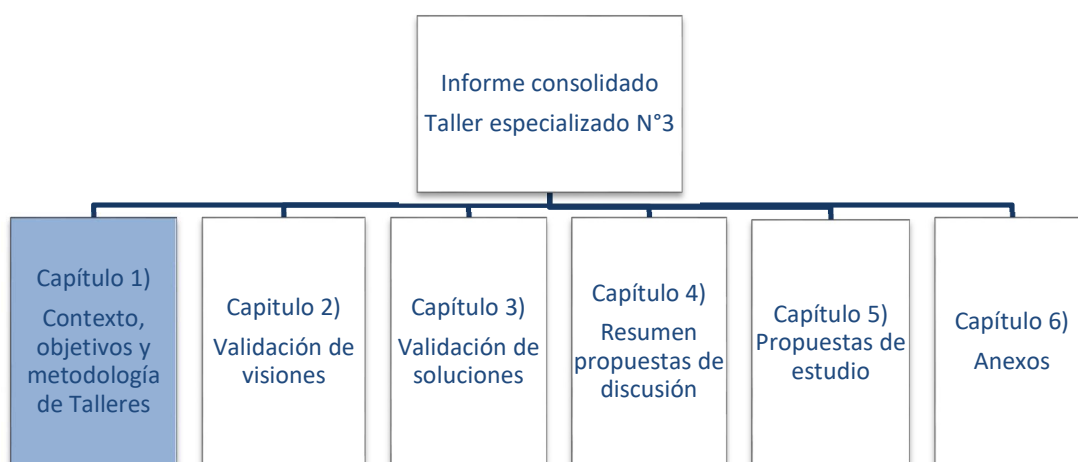


Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



CAPÍTULO 1: CONTEXTO, OBJETIVOS Y METODOLOGÍA DEL TALLER ESPECIALIZADOS N°3

A continuación se presenta la estructura del documento donde se destaca el Capítulo N° 1 que presenta el contexto en el cual se desarrollan los talleres especializados, los objetivos y la metodología del taller especializado N°3.



En este capítulo se presenta el contexto general de desarrollo del taller especializado N° 3 “Estudios y propuestas”, los objetivos principales del taller, la metodología empleada en este taller y las principales temáticas abordadas por los 4 grupos que lo conforman. Estos grupos se organizan en las siguientes temáticas

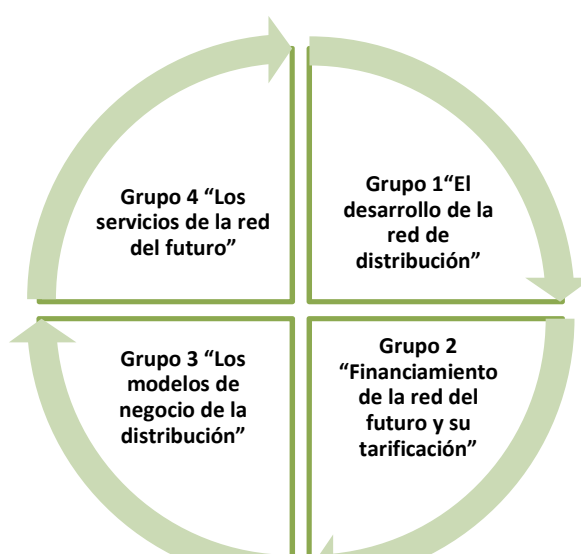


Figura 1: Temáticas de cada uno de los grupos



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



1.1 Contexto general, talleres especializados y grupos de trabajo

El Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía (CNE), con el apoyo de la Pontificia Universidad Católica de Chile (PUC), dieron inicio el jueves 29 de septiembre de 2016 al proceso público y participativo para la elaboración de un nuevo **marco regulatorio para la distribución de energía eléctrica**. En dicho proceso se recogieron las principales ideas, problemas y soluciones propuestas de todos los participantes. La discusión en dicho taller se dividió en 5 grupos, todos intentando aportar a las siguientes temáticas:

4. Los problemas actuales del modelo regulatorio y prioridades a abordar
5. Desafíos de mediano y largo plazo de la distribución eléctrica
6. Definición de objetivos de la nueva regulación

Para dar seguimiento y profundizar en los problemas, soluciones y propuestas de cambios regulatorios se conformaron cuatro nuevos grupos de trabajo, esta vez, especializados en diversos temas técnicos, económicos y regulatorios. El objetivo general es profundizar en los diversos elementos necesarios para lograr un diagnóstico compartido, que recoja tanto los problemas actuales, como los desafíos futuros que enfrentará el sector. Los nuevos grupos de trabajo conformados, los coordinadores de dichos grupos y las principales temáticas tratadas en cada uno de ellos se presentan en la siguiente sección.

1.1.1 ETAPAS DEL TRABAJO DE TALLERES Y GRUPOS DE TRABAJO Y SUS TEMÁTICAS

Tabla 1: Etapas de los Talleres

Taller	Nombre del Taller Especializado	Objetivos
1er	Diagnóstico y problemas	Completar una primera versión del diagnóstico, muy centrada en el levantamiento acabado de los problemas detectados
2do	Visión y soluciones	Comenzar el levantamiento de las visiones de la distribución del futuro, tanto en el corto, como en el mediano y largo plazo. Para ellos se trabaja también en las posibles vías de solución de los problemas
3er	Estudios y propuestas	Identificar las propuestas para resolver los problemas levantados y para alcanzar las visiones de la distribución del futuro. También identificar las áreas donde se requiere más estudios, análisis, información, etc.

Cada uno de los cuatro grupos de trabajos tiene tres talleres con los mismos objetivos.

El primer taller “**Diagnostico y problemas**” tiene objetivo completar una primera versión del diagnóstico, muy centrada en el levantamiento acabado de los problemas detectados. El segundo taller “**Visión y soluciones**” tiene como objetivos completar el levantamiento de las visiones de la distribución del futuro, tanto en el corto, como en el mediano y largo plazo. Para



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



ellos se trabaja también en las posibles vías de solución de los problemas. El tercer y último taller de esta serie “**Estudios y propuestas**” se centra en identificar las propuestas para resolver los problemas levantados y para alcanzar las visiones de la distribución del futuro. Además se levantan las necesidades de análisis, revisiones o estudios que son necesarios para avanzar en un diagnóstico compartido y para evaluar la factibilidad y conveniencia de las diversas propuestas de solución de los problemas levantados.

Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE

La coordinación general de los talleres está a cargo de la Pontificia Universidad Católica y la Comisión Nacional de Energía. Por parte de la Universidad el siguiente equipo de profesionales liderado por David Watts y Hugh Rudnick participa activamente en el desarrollo de los talleres y la preparación y el procesamiento del material:

- Rodrigo Pérez Odeh, Phd (c)
- Cristián Bustos Sölch, Phd (c)
- Yarela Flores Arevalo, Phd

Por parte de la Comisión Nacional de Energía el coordinador general de la iniciativa es **Fernando Dazarola**. Además, tanto profesionales de la CNE y como los Profesores de la PUC participan en la coordinación de cada uno de los grupos de trabajo.

Los talleres se realizaron en las dependencias de la PUC, y en general en su Centro de Extensión ubicado en Alameda 390 (con la excepción del Grupo 2 que se realizó en Diagonal Paraguay 362) y se realizaron los días miércoles de cada semana del mes de enero entre las 14:00 y 17:50 hrs como se detalla en el siguiente cuadro

Grupo	Fecha
Grupo 1: El desarrollo de la red de distribución	Miércoles 04 de enero
Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación	Miércoles 11 de enero
Grupo 3: Los modelos de negocio de la distribución	Miércoles 18 de enero
Grupo 4: Los servicios de la red del futuro	Miércoles 25 de enero

Los 4 grupos fueron organizados por temas para los cuales se designaron dos coordinadores, uno de la CNE y otro de la PUC, los cuales se describen a continuación:

Grupo 1: El desarrollo de la red de distribución

Coordinadores: Danilo Zurita (CNE) y David Watts (PUC)

Temáticas: En este grupo se abordan temáticas referidas a la expansión de la distribución: obsolescencia de redes, urbanización masiva; incorporación de nuevos esquemas de planificación, trazado, capacidad, equipamiento, readecuación, nuevas tecnologías, monitoreo, automatización, SCADAS de distribución,



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



smartgrids y micro grids, generación distribuida GD y cogeneración (CHP), la empresa digital, el Internet de las cosas, la medición inteligente, el consumo activo; costos y factibilidades de las nuevas tecnologías. También se discutirá en torno a calidad de servicio: confiabilidad, seguridad, calidad técnica; GD y CHP en la red y otras tecnologías de potencial impacto en la red; medición, registro, estadísticas, reporte, información y oportunidades de estandarización; interrupciones, compensaciones, trade-off inversiones vs calidad; resiliencia frente a catástrofes naturales; interoperabilidad, uso de estándares.

Grupo 2: Financiamiento de la red del futuro y su tarificación

Coordinadores: Rodrigo Gutiérrez (CNE) y David Watts (PUC)

Temáticas: En este grupo se abordarán temáticas referidas a la remuneración de la red y su tarificación: regulación tarifaria, regulación por incentivos, regulación por resultados; VAD, estudios, economías de ámbito, efectos geográficos; nuevos esquemas tarifarios AT y BT; equidad tarifaria, efectos de equidad; medición inteligente; costos asociados a automatización; propiedad de medidores, certificación, tarifas horarias, peak load pricing, costos hundidos, agregación de demanda, aporte de financiamiento de generación distribuida, cogeneración y otras fuentes (actividades de eficiencia energética, gestión de demanda, etc.)

Grupo 3: Los modelos de negocio de la distribución

Coordinadores: Ricardo Fuentes (CNE) y David Watts (PUC)

Temáticas: En este grupo se abordarán temáticas referidas a la habilitación de nuevos negocios y nuevos modelos regulatorios: Integración vertical y horizontal (nuevos modelos de negocios, integración horizontal de empresas, generación-distribución, diversos energéticos, gas-electricidad, sustitución energéticos, cooperativas, contratistas y servicios de apoyo); comercializador (retail competition, flexibilidad tarifaria, tecnología y propiedad del medidor, certificación del medidor, valor y modelo de negocio del registro de consumo); agregación (respuesta, gestión de demanda o demand response); eficiencia energética (decoupling de negocios, evaluación de proyectos de eficiencia y alternativas tecnológicas online – Smart audits)

Grupo 4: Los servicios de la red del futuro

Coordinadores: Fernando Flatow (CNE) y David Watts (PUC)

Temáticas: En este grupo se abordarán temáticas referidas a generación distribuida: aporte a remuneración de redes, subsidios cruzados, net metering/ billing/ PMGD; almacenamiento, desafíos tecnológicos; nuevos esquemas de planificación y operación; transactive energy, telecomunicaciones y medición; big data, distributed energy systems; transporte eléctrico. También se discutirá en torno a demand response: medición inteligente, consumo inteligente, libertad de elección tarifaria; control de demanda, agregación de demanda; señales de precios, tarifas horarias (RTP), peak pricing (CPP), precios locales. Por último, se integran temáticas sobre urbanismo e integración con la ciudadanía y su entorno: integración al desarrollo de las ciudades y a los procesos de planificación urbana, integración a los procesos de planificación de otras redes (comunicaciones, cable, gas, agua, transporte, transporte eléctrico, etc.)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



El presente documento resume el trabajo del Taller Especializado N° 3 “Estudios y propuestas” consolidado para todos los grupos

1.2 Participantes del taller especializado N°3

El proceso de convocatoria para la participación en los grupos de trabajo resultó ser muy exitoso con más de 300 interesados en participar en los talleres. Debido al alto interés por participar en esta iniciativa y la imposibilidad de acoger todas las solicitudes de inscripción, la organización debió limitar la participación de cada empresa privada a un máximo de dos personas por grupo de trabajo, permitiéndonos así contar con un grupo más pequeño y tratable pero igualmente diverso. A continuación se listan los participantes a cada uno de los grupos.

1.2.1 PARTICIPANTES AL TALLER N° 3 DEL GRUPO 1: DESARROLLO DE LA RED

Los participantes del taller especializado N°3 del Grupo N°1 sumaron 28 personas y fueron las siguientes:

Tabla 2: Lista de asistentes al taller especializado N°3 del Grupo N°1.

Lista de asistentes Taller N° 3 Grupo N° 1 (orden alfabético según primer apellido)					
N	Nombre	Empresa	N	Nombre	Empresa
1	Juan Araneda	CDEC-SING	14	Sergi Jordana	CDEC-SIC
2	Carlos Barria	GMP AG	15	Francisco Messen	Chilectra
3	Mauricio Camposano	CGE	16	Sebastián Morris	Enorchile S.A
4	Juan Ignacio Castro	Ciudadluz	17	Juan Muñoz	Engie
5	Marcos Cisterna	Aela Energia	18	Javier Muñoz	Saesa
6	Julio Clavijo	SEC	19	Carlos Olavarría	SEC
7	Alfredo De la Quintana	Conecta	20	Javier Piedra	UCHile
8	Pamela Gonzalez	Electricas	21	Tomás Reid	Saesa
9	Ignacio Gouet	Solarity Spa	22	Cristian Salgado	Valgesta
10	Bruno Guarini	Aes	23	Tomás Schmitz	Enlase
11	Rodrigo Gutierrez	CNE	24	Juan Veloso	Saesa
12	Daniel Gutiérrez	BGS Energy Law	25	Jorge Villar	Enel
13	Francisco Irrarázaval	Uandes-Garrigues	26	Esteban Vuchetich	CGE
			27	María Zubicueta	CNE
			28	Danilo Zurita	CNE



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
 “Estudios y propuestas”
 Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



1.2.2 PARTICIPANTES AL TALLER N° 3 DEL GRUPO 2: FINANCIAMIENTO Y TARIFAS

Los participantes del taller especializado N°3 del Grupo N°2 sumaron 29 personas y fueron las siguientes:

Tabla 3: Lista de asistentes al taller especializado N°3 del Grupo N°2.

Lista de asistentes Taller N° 3 Grupo N° 2 (orden alfabético según primer apellido)					
N	Nombre	Empresa	N	Nombre	Empresa
1	Aldo Arriagada	Engie	16	Danilo Jara	Min Energía
2	Stefano Banfi	Min Energía	17	Pablo Jofré	Chilectra
3	Paulina Basoalto	Colbun	18	Pablo Lecaros	Systep
4	Juan Antonio Campos	Min Energía	19	Juan Muñoz	Engie
5	Mauricio Camposano	CGE	20	José Luis Neira	COOPELAN
6	Rosana Carrasco	Transelec	21	Pablo Norambuena	Saesa
7	Javiera Casanova	SEC	22	Felipe Novoa	Antuko
8	Carlos Finat	Acera	23	Martin Osorio	CNE
9	Carolina Garnham	Colbun	24	Francisco Sánchez	CGE
10	Daniel Gomez	Chilectra	25	Cristobal Sarquis	S/I
11	Pamela Gonzalez	Electricas	26	Federico Sonbarzo	Proyersa
12	Bruno Guarini	AES Gener	27	Francisco Valencia	GTD
13	Rodrigo Gutiérrez	CNE	28	Diego Vildosola	Energía Latina
14	Francisco Gutiérrez	USM	29	María Loreto Zubicueta	CNE
15	Cristian Herrera	GTD			



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
 “Estudios y propuestas”
 Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



1.2.3 PARTICIPANTES AL TALLER N° 3 DEL GRUPO 3: MODELOS DE NEGOCIO

Los participantes del taller especializado N°3 del Grupo N°3 sumaron 29 personas y fueron las siguientes:

Tabla 4: Lista de asistentes al taller especializado N°3 del Grupo N°3.

Lista de asistentes Taller N° 3 Grupo N° 3 (orden alfabético según primer apellido)					
N	Nombre	Empresa	N	Nombre	Empresa
1	Oscar Álamos	Min Energía	14	Pablo Lecaros	Systep
2	Pamela Arellano	Farus Consultores	15	Cristina Lemus	Chilectra
3	Juan Pablo Avalos	CDEC SING.	16	Hernán Lira	
4	Paulina Basoalto	Colbun	17	Daniela Martínez	Qbn
5	Claudia Carrasco	Transelec	18	Sebastián Morris	Enor Chile
6	Carlos Cortes	AGN	19	Pablo Norambuena	Saesa
7	Daniel Díaz	Anesco Chile	20	Felipe Novoa	
8	Cristián Espinosa	FENACOPEL	21	José Opazo	Ciudad Luz
9	Ricardo Fuentes	CNE	22	Tomás Reid	Saesa
10	Mónica Gazmuri	Anesco Chile	23	Hugh Rudnick	PUC
11	Heinz Gerdin	Distributed Power Partners	24	Ignacio Santelices	Min. Energía
12	Pamela Gonzalez	Electricas	25	Cristobal Sarquis	S/I
13	Rodrigo Lavín	Metrogas	26	Tomás Schmitz	Energía Latina
			27	Paulina Silva	SEC
			28	Francisco Valencia	GTD
			29	María Zubicueta.	CNE



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
 “Estudios y propuestas”
 Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



1.2.4 PARTICIPANTES AL TALLER N° 3 DEL GRUPO 4: NUEVOS SERVICIOS

Los participantes del taller especializado N°3 del Grupo N°4 sumaron 38 personas y fueron las siguientes:

Tabla 5: Lista de asistentes al taller especializado N°3 del Grupo N°4.

Lista de asistentes Taller N°3 Grupo N°4 (orden alfabético según primer apellido)					
N	Nombre	Empresa	N	Nombre	Empresa
1	Carla Alvial	Ciudad Luz	20	Rodrigo Miranda	Saesa
2	Gonzalo Aravena	Abogado	21	Rodrigo Moreno	Univ. Chile
3	Sebastián Arroyo	Min Energía	22	Sebastián Morris	Enorchile S.A.
4	Carlos Barría	GPM AG	23	Javier Mozó	Caaapital
5	Diego Bravo	Valgesta Energía	24	Juan Muñoz	Engie
6	Eduardo Calderón	Transelec	25	Daniel Osorio	Systep
7	Magdalena Cortés	Systep	26	Javier Piedra	Uchile
8	Mauricio Díaz	Aes Gener	27	Tomás Reid	Saesa
9	Johannes Dietsche	Tritec		María José	
10	Bárbara Eguiguren	Min Energía	28	Riquelme	Chilquinta
11	Cristián Espinosa	FENACOPEL	29	Hugh Rudnick	PUC
12	Carlos Finat	Acera	30	Sergio San Martín	Tritec
13	Fernando Flatow	CNE	31	Tomás Schmitz	Enlase
14	Máximo Gazitúa	Colbún			I. Ecología Política
15	Heinz Gerdin	Dist. Power Partners	32	Alicia Sparza	Com. Energía Coley Ing
16	Pamela Gonzalez	Electricas	33	Mario Troncoso	Mankuk
17	David Guacucano	CDEC SING	34	Marcelo Villagrán	Min Energía
18	Cristina Lemus	Chilectra	35	Pablo Weber	Transelec
19	Roger Mellado	CDEC SIC	36	Alexander Wulf	Chilectra
			37	Jean Paul Zalaquett	CNE
			38	Loreto Zubicueta	



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



1.3 Objetivos y metodología de trabajo del Taller Especializado N°3

El tercer taller “**Estudios y propuestas**” tiene como objetivo avanzar más detalladamente en el levantamiento de las visiones de la distribución del futuro, profundización de las soluciones de las principales problemáticas levantadas en los talleres anteriores y la propuesta de temas para potenciales estudios que mejoren la comprensión del sector de distribución tanto en el corto, como en el mediano y largo plazo.

Los objetivos específicos son los siguientes:

- Realizar la validación de las visiones levantadas del taller N°2 “Visión y Soluciones” tanto en el corto, como en el mediano y largo plazo.
 - Levantamiento de acuerdos y desacuerdos de las visiones con su grado de convergencia en torno a cada tema
- Validar las principales **soluciones** a los problemas consolidados de la distribución del futuro.
- Levantamiento de propuestas de temas de estudios que profundicen el conocimiento del sector y propuesta de los realizadores de estos estudios

La metodología del taller especializado N°3 que fue propuesta y desarrollada por el equipo del **profesor David Watts**, incluye las siguientes dimensiones: presentaciones realizadas por el equipo PUC-CNE para motivar la discusión, trabajo individual de los participantes a través de formularios y discusión en sala, para enriquecer y socializar los aportes individuales. El trabajo individual asegura que cada participante entregue abiertamente su opinión con todo el detalle que desee sin limitarse al tiempo de discusión en sala, pues los formularios se entregan al inicio de la reunión y se solicitan al final de la misma. La discusión en sala permite enriquecer las visiones individuales con las ideas aportadas por otros participantes del taller, levantar diferentes visiones de una misma temática y encontrar convergencia o divergencias en problemas. Estos aspectos se resumen en la siguiente figura:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR

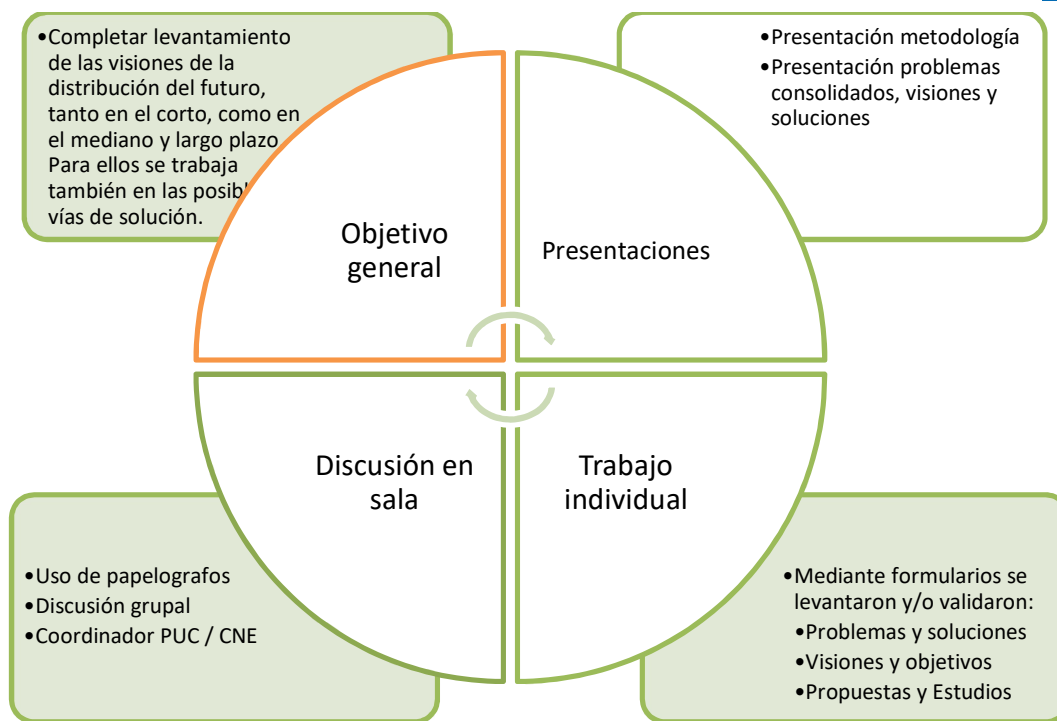


Figura 2: Metodología de los talleres especializado

El taller comienza con la presentación a los participantes de la metodología y la agenda del mismo taller. Luego se presenta a los participantes la lista de principales visiones y soluciones consolidadas desarrollada por el equipo PUC de acuerdo a los diversos *inputs* recibidos en el Taller N° 2 “Visión y Soluciones”. Posteriormente, comienza el trabajo individual para completar el **Formulario 1 “Visiones de la Distribución”** donde los participantes deben validar las visiones consolidadas presentadas por el equipo PUC, presentando su acuerdo o desacuerdo con el planteamiento. Las visiones están divididas en varias temáticas generales incluyendo regulación tarifaria, medición inteligente, etc. A continuación para casi todos los grupos (grupos 2, 3 y 4), se solicita a los participantes que discutan y completen el **Formulario 2 “Propuestas para la discusión”** donde se presentan las **principales propuestas y divergencias** encontradas para la distribución actual y futura en los temas de cada uno de estos grupos, las cuales fueron resumidas de los aportes de los participantes del taller 2 “Visión y soluciones”. Sólo el Grupo 1 asociado al desarrollo de la red fue tratado en forma diferente, enfocando el formulario 2 y la discusión solamente en entender cómo visualizaban los participantes la planificación en la distribución. En general el énfasis fue puesto en la discusión para poder avanzar hacia una visión compartida.

Al comenzar el segundo bloque, se solicita a los participantes completar el **Formulario 3 “Validación de Soluciones”** y **Formulario 4 “Levantamiento de Propuestas de Estudios”**. El formulario 3 presenta una agrupación y resumen de las **soluciones presentadas por los**



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



participantes del taller N°2 a cada uno de los problemas levantados y consolidados, ordenándolos de acuerdo a la prioridad levantada en ese mismo taller. Se solicita que se indique su acuerdo o desacuerdo con cada una de las soluciones propuestas. El Formulario 4 ayuda a alimentar la discusión sobre la distribución del futuro con buena evidencia y soporte técnico, para ello se solicita que los participantes propongan estudios y sus respectivos realizadores, centrándose en las temáticas asociadas a cada grupo. Finalmente, los subgrupos continúan la discusión de las principales propuestas y divergencias.

Los coordinadores de cada grupo son 2 (uno de la CNE y uno de la PUC).

Grupo	Coordinadores PUC	Equipo organizador CNE
1	David Watts	Danilo Zurita
2	David Watts	Rodrigo Gutiérrez
3	David Watts	Ricardo Fuentes
4	David Watts	Fernando Flatow

La dinámica relatada anteriormente se resume en la siguiente Figura 3.



Figura 3: Dinámica del taller 3

Una vez finalizado cada uno de los talleres, el equipo PUC genera un informe de resumen que los participantes deben revisar, validar y comentar en la siguiente sesión. El proceso anterior se resume en la siguiente figura:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR

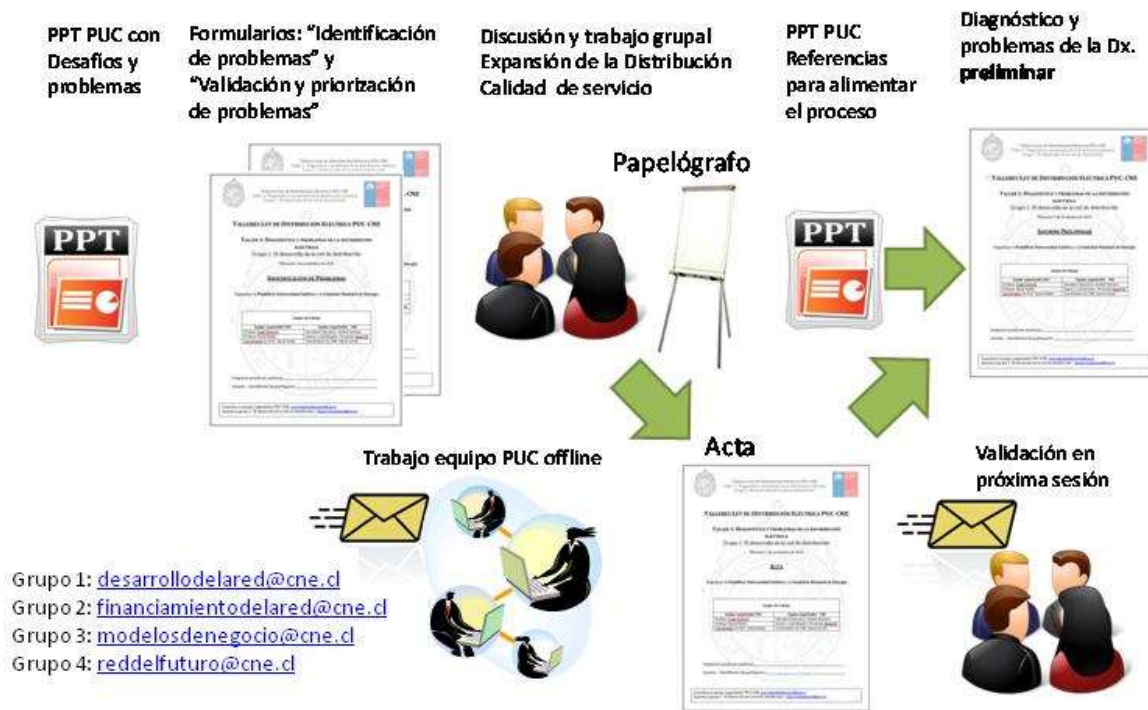


Figura 4: Proceso de generación y validación de informe posterior al taller

Los participantes tienen la oportunidad de seguir contribuyendo fuera de línea a través de envíos al correo electrónico de cada grupo que será procesado por el equipo PUC e integrado al informe.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



1.4. Lista de visiones, soluciones y propuestas de discusión presentada y entregada por el equipo PUC a los participantes

En el Taller N°1 “Diagnóstico y problemas” los participantes hicieron ver la redundancia y similitud de los problemas levantados a partir de los **talleres anteriores** y solicitaron su reagrupación y consolidación en torno a un menor número de problemas. Ellos comentaron que es difícil trabajar y priorizar varias decenas de problemas cuando éstos son similares o iguales entre sí, o simplemente difieren en una pequeña dimensión.

Para la serie de talleres N°2 “Visión y soluciones” el equipo PUC presenta una serie de problemas consolidados y levanta soluciones de los participantes. Los problemas consolidados se basan en los problemas preliminares del Taller N°1, reformulados, complementados y en algunos casos unificados utilizando el material generado en dicho taller por los participantes (priorizaciones y nuevos problemas sugeridos por los participantes). Adicionalmente, mediante el Formulario 3 “Levantamiento de visiones y objetivos” cada uno de los participantes tuvo la posibilidad de aportar con visiones de cómo creen que será o debería ser la distribución del futuro.

Finalmente, la serie de talleres N° 3 “Estudios y Propuestas” el equipo PUC presenta las principales visiones del futuro de la distribución propuestas por los participantes del taller 2 “Visión y soluciones”, las cuales fueron revisadas y validadas, avanzado hacia el desarrollo de una visión compartida. Además, el equipo PUC presenta una agrupación y resumen de las **soluciones presentadas por los participantes** del taller N°2 a cada uno de los problemas levantados y consolidados, ordenándolos de acuerdo a la prioridad levantada en ese mismo taller. A partir de las visiones y soluciones se confeccionaron propuestas que fueron discutidas en sala.

A continuación se presentan los listados de visiones, problemas consolidados (para los cuales se proponen múltiples posibles soluciones para cada uno) y propuestas.

1.4.1 LISTADO DE VISIONES DE LOS PARTICIPANTES

La lista de las visiones de la distribución del futuro que fue elaborada por el equipo PUC de acuerdo al trabajo efectuado por los participantes del taller 2 “Visión y soluciones”, se han clasificado en múltiples temáticas generales de acuerdo a las definiciones de los 4 grupos. Cada uno de los temas presenta varias visiones que los participantes fueron aportando. La lista completa de visiones de cada uno de los temas está en el Formulario 1 que se encuentra en el Anexo A: “Transcripción de formulario 1: visiones de la distribución”. A continuación se presentan los principales temas en los cuales se agruparon las visiones para cada grupo



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



Visiones levantadas del Grupo 1: El desarrollo de la red

- [1]. Expansión y desarrollo de la red de distribución
- [2]. Obsolescencia de redes (No se registraron visiones aportadas por los participantes)
- [3]. Urbanización Masiva.
- [4]. Nuevos esquemas de planificación, trazado, capacidad, equipamiento, readecuación y nuevas tecnologías
- [5]. Monitoreo, Automatización, SCADAs de distribución, Smartgrids, Microgrids, Generación distribuida y Cogeneración
- [6]. La empresa digital y el internet de las cosas
- [7]. Medición inteligente y Consumo activo
- [8]. Costos y factibilidad de nuevas tecnologías
- [9]. Confiabilidad, seguridad y calidad técnica
- [10]. GD y CHP en red y otras tecnologías de potencial impacto en la red
- [11]. Medición, registro, estadística, reporte, información y oportunidades de estandarización
- [12]. Interrupciones, compensaciones, trade-off inversión vs. calidad, resiliencia frente a catástrofes naturales
- [13]. Interoperabilidad y uso de estándares

Visiones levantadas del Grupo 2: Financiamiento de la red y tarificación

- [1]. Regulación tarifaria
- [2]. Regulación por incentivos, regulación por resultados y otras regulaciones
- [3]. VAD, Estudios, economías de ámbito y efectos geográficos
- [4]. Nuevos esquemas tarifarios AT y BT
- [5]. Equidad tarifaria y efectos de equidad
- [6]. Medición inteligente
- [7]. Costos asociados a automatización, propiedad de los medidores, certificación, tarifas horarias, peak load pricing, costos hundidos, agregación de demanda
- [8]. Aportes financieros de la generación distribuida, cogeneración y otras fuentes (actividades de eficiencia energética, gestión de la demanda, etc.)
- [9]. Visiones generales que abarcan temas tratados en varios grupos

Visiones levantadas del Grupo 3: Modelos de negocio

- [1]. Habilitación de nuevos negocios
- [2]. Nuevos modelos de negocios
- [3]. Integración horizontal y vertical, generación - distribución, diversos energéticos, gas - electricidad, sustitución energéticos
- [4]. Cooperativas, Contratistas y servicios de apoyo
- [5]. Información como habilitador
- [6]. Comercializador, retail competition, flexibilidad tarifaria, tecnología y propiedad del medidor, certificación del medidor
- [7]. Tarifa flexible
- [8]. Valor y modelo de negocio del registro de consumo
- [9]. Respuesta y gestión de demanda
- [10]. Eficiencia energética
- [11]. Visiones generales que abarcan temas tratados en varios grupos



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



Visiones levantadas del Grupo 4: Los servicios de la red del futuro

- [1]. Aporte remuneración de redes, Subsidios cruzados, Net-metering/billing/PMDG
- [2]. Almacenamiento, desafíos tecnológicos
- [3]. Nuevos esquemas de planificación y operación
- [4]. Transactive energy, telecomunicaciones y medición
- [5]. Big data, distributed energy systems,
- [6]. Transporte electric
- [7]. Medición inteligente, Consumo inteligente, Libertad de elección tarifaria
- [8]. Control de demanda, agregación de demanda
- [9]. Señales de precio, tarifas horarias (RTP), peak pricing (CPP), precios locales
- [10]. Integración al desarrollo de las ciudades y a los procesos de planificación urbana,
- [11]. Integración a los procesos de planificación de otras redes (comunicaciones, cable, gas, agua, transporte, transporte eléctrico, etc.)
- [12]. Visiones generales que abarcan temas tratados en varios grupos
- [13]. Visiones asociadas a otros grupos



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



1.4.2 SOLUCIONES Y SUS PROBLEMAS ASOCIADOS

Para el proceso de validación y socialización de soluciones se solicita a los participantes revisar y manifestar su acuerdo o desacuerdo para cada solución durante el taller N°3. Ello mediante el formulario 3 “Validación de Soluciones” que presenta una agrupación y resumen de las soluciones presentadas por los participantes durante la serie de talleres N°2 “Visión y soluciones” a cada uno de los problemas consolidados. Es importante recordar que los problemas consolidados pasaron por un proceso que comenzó la serie de talleres N°1 que se detalla en la Figura 5.

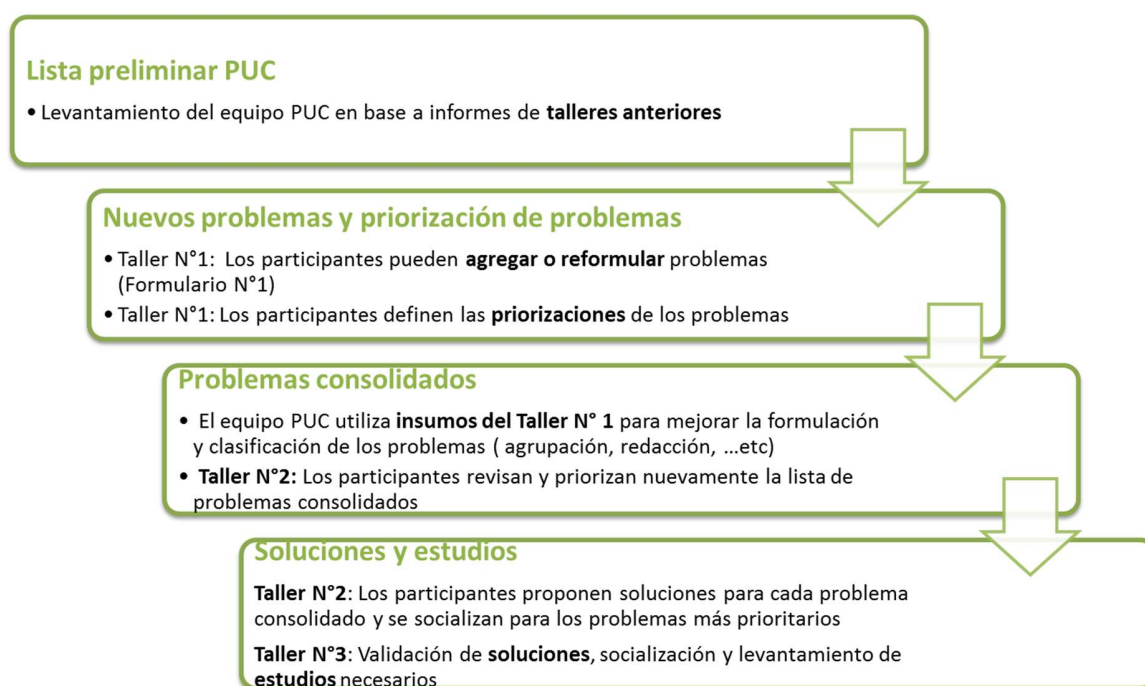


Figura 5: Proceso de generación de problemas consolidados.

Se debe tener en cuenta que parte de la lógica de utilizar formularios individuales es socializar las posiciones de cada uno de los participantes en torno a los diferentes temas, objetivo que no se logra en una dinámica grupal, donde el tiempo solo permite compartir algunas pocas visiones y soluciones asociadas a los temas prioritarios para el grupo. Estos formularios nos permiten ir más allá y transparentar que se han levantado las visiones, soluciones, propuestas y estudios no sólo de los temas prioritarios, sino que de todos los temas, incluso los de mediana y baja prioridad. De esta forma, sirve de levantamiento participativo e inclusivo de los puntos de vista de todos los participantes del taller, sin exclusiones.

Lista de problemas consolidados Grupo N° 1



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



La clasificación general de los problemas, se mantiene en las 2 familias: A) “Expansión de la red de distribución” y familia B) “Calidad de servicio”. Debido a la unificación de problemas y las mejoras en su formulación esto los problemas preliminares del taller 1 se ven reducidos en cada familia de 23 a 10 en la familia A) y de 19 a 6 en las familias B)

A continuación, se presenta la lista de problemas ordenados de acuerdo a la priorización hecha por los participantes durante el taller N°2 “Visión y soluciones”. La lista completa de las soluciones a cada problema de las familias A y B, se presentan en el Formulario 3 que se encuentra en el Anexo I del Capítulo 7.

Problemas de la Familia A: Expansión de la Red

- [1]. Problema 1: Asegurar **eficiencia económica** en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, uso básico de información y TICS, etc.). **(Prioridad Alta)**
- [2]. Problema 4: Incorporar formal, explícita y transparentemente en la **planificación** de la red potenciales efectos de **nuevos agentes, tecnologías y servicios** (PV residencial/PV comercial/PMGD/CHP/GD/Prosumers/Eficiencia Energética. **(Prioridad Alta)**
- [3]. Problema 2: **Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país** en la expansión y desarrollo de la red. **(Prioridad Alta)**
- [4]. Problema 5: Aprovechar la creciente **digitalización** (de la red, de las empresas, de las personas, etc.) para reducir costos y mejorar la planificación y operación de la red (monitoreo, transparencia, fiscalización, etc.), información a todas las partes (incluido cliente). **(Prioridad Media)**
- [5]. Problema 3: Incorporar rol de la **eficiencia energética** en la expansión de la red. **(Prioridad Media)**
- [6]. Problema 7: Desarrollar una **planificación formal y coordinada** con otros segmentos de la red (transmisión zonal/subtransmisión y transmisión nacional/troncal). **(Prioridad Media)**
- [7]. Problema 9: Falta de **integración de procesos de planificación** de red con otras políticas de desarrollo urbano (planes reguladores, desarrollo urbano, planes de salud y descontaminación). **(Prioridad Media)**
- [8]. Problema 10: Falta de **coherencia con otras industrias** como gas, diésel, transporte, telecomunicaciones y otros servicios básicos al planificar la expansión. Aprovechamiento de economías de ámbito y reducción de impactos. **(Prioridad Baja)**
- [9]. Problema 8: Incrementar la cobertura **eléctrica** considerando comunidades aisladas para avanzar hacia la cobertura universal. **(Prioridad Baja)**
- [10]. Problema 6: Necesidad de un **operador técnico y/o de mercado (DSO)** en distribución en algunas zonas y condiciones. **(Prioridad Baja)**

Problemas de la Familia B: Calidad del servicio



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



- [1]. Problema 1: Reconocer diversidad **de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas** del país en términos de calidad de servicio. **(Prioridad Alta)**
- [2]. Problema 2: Falta de **definición clara sobre acceso, cobertura y confiabilidad** más allá de lo establecido para avanzar hacia la cobertura nacional. **(Prioridad Alta)**
- [3]. Problema 4: Mejorar el **monitoreo y la fiscalización usando TICs**, información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente. **(Prioridad Media)**
- [4]. Problema 5: Transparentar la Información de servicio y de red: **uso y acceso a la información para el cliente**, el generador distribuido y otras empresas interesadas **(Prioridad Media)**
- [5]. Problema 6: Definir aspectos sobre la propiedad del medidor y la información que se genera, además de asegurar la seguridad de esta información. **(Prioridad Baja)**
- [6]. Problema 3: Incorporar sistemas simplificados de resolución de conflictos adaptado a las realidades de los clientes (oficinas de reclamos en empresas y nuevos medios de comunicación). **(Prioridad Baja)**

Lista de problemas consolidados Grupo N° 2

La clasificación general de los problemas, se mantiene en las 3 familias: A) “Problemas actuales de la tarificación vía área típica – algunos cuestionamientos”, B) “Remuneración para la distribución del futuro” C) “Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro”. Debido a la unificación de problemas y las mejoras en su formulación estos se ven reducidos en cada familia de 15 a 11 en la familia A) y de 20 a 8 en las familias B) y C).

A continuación, se presenta la lista de problemas ordenados de acuerdo a la priorización hecha por los participantes. La lista completa de las soluciones a cada problema de las familias A, B y C, están en el Formulario 3 que se encuentra en el Anexo I del Capítulo 7.

Problemas de la Familia A: Problemas actuales de la tarificación vía área típica

- [1]. Problema 1: Las **áreas típicas y la empresa modelo** no reflejan todas las diferentes **realidades nacionales** para remunerar correctamente la distribución. **(Prioridad alta)**
- [2]. Problema 3: **Proceso de tarificación** debería ir evolucionando, en especial acorde al **desarrollo institucional**, por ejemplo, introducir al panel de expertos, al público y a los privados **(Prioridad alta)**
- [3]. Problema 2: La búsqueda de la **eficiencia económica** en la operación, desarrollo y financiamiento de la distribución es un problema prioritario. Se requiere mantener acotados las tarifas acorde al servicio que se presta. **(Prioridad alta)**
- [4]. Problema 6: El proceso de fijación del **Valor Agregado de Distribución** (valor medio de los costos de la red de distribución) requiere **mejoras** en cuanto a la **profundidad, antecedentes** utilizados, **transparencia, frecuencia** de desarrollo, etc. **(Prioridad media)**



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



- [5]. Problema 5: Falta de **flexibilidad** de la **tasa de costo de capital**. La regulación debiera permitir una **tasa** que se **adapte** a las condiciones del **mercado**. **(Prioridad media)**
- [6]. Problema 9: Se deben desarrollar **tarifas más flexibles**, con precios que podrían cambiar en el **tiempo**, en distintas zonas de la red o bajo ciertas condiciones críticas. **(Prioridad media)**
- [7]. Problema 4: **Conflicto y divergencias:** Falta de congruencia en los **estudios de costos** que reflejan **posiciones diversas** entre la **autoridad** y las **empresas**. **(Prioridad media)**
- [8]. Problema 8: Falta avanzar más en temas de **flexibilidad tarifaria** para las empresas, pues el modelo regulatorio actual es bastante rígido, en especial en cuanto al esquema tarifario **(Prioridad baja)**
- [9]. Problema 10: Otros: Se debe superar la falta o incongruencia de **criterios técnicos** y **límites arbitrarios en la tarificación** para mejorar en el tiempo. **(Prioridad baja)**
- [10]. Problema 7: **El Valor Agregado de Distribución** no refleja el **costo real de inversión** en distribución. **(Prioridad baja)**
- [11]. Problema 11: Falta avanzar en **equidad**, tanto en aspectos de **tarificación** como de **calidad**. **(Prioridad baja)**

*Problemas de la Familias B y C: “Remuneración para la distribución del futuro” y
“Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro”*

- [1]. Problema 1: Identificar incentivos para viabilizar los cambios de paradigma que experimentará el sector y habilitar el desarrollo de nuevos agentes y la provisión de nuevos servicios **(Prioridad alta)**
- [2]. Problema 3: El **riesgo** de financiamiento de la **red** podría **incrementarse** al **reducir** la **cantidad** de **energía consumida** por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes y a la definición de nuevos objetivos (**GD, eficiencia energética, etc.**) **(Prioridad alta)**
- [3]. Problema 4: Se requieren **nuevos esquemas de medición** que **habiliten nuevas tarifas**. **(Prioridad media)**
- [4]. Problema 7: Falta **permitir la entrada de nuevos agentes** que aumenten la competencia en sectores donde sea eficiente. **(Prioridad media)**
- [5]. Problema 2: Metodología de la “**empresa modelo**” debe cambiar o ajustarse para incluir **nuevos servicios** que pueda ofrecer la distribuidora o un tercero. **(Prioridad media)**
- [6]. Problema 6: La información como servicio: Incentivar la **disponibilidad de información** que permita **tarificar de mejor** forma. Se requiere una normativa clara que dé los **incentivos correctos** a empresas y personas **(Prioridad baja)**
- [7]. Problema 5: Se debe desbloquear el desarrollo de **mercados de servicios energéticos** a nivel de distribución para potenciar la integración de eficiencia energética, cogeneración, generación distribuida. **(Prioridad baja)**



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



- [8]. Problema 8: Se deben crear **instrumentos transitorios** que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y servicios. **(Prioridad baja)**

Lista de problemas consolidados Grupo N° 3

La clasificación general de los problemas, se mantiene en las 2 familias: A) “Los habilitadores de nuevos negocios” y B) “Los nuevos modelos de negocio”. Debido a la unificación de problemas y las mejoras en su formulación estos se ven reducidos en cada familia de 24 a 6 en la familia A) y de 26 a 7 en la familia B). A continuación, se presenta la lista de problemas ordenados de acuerdo a la priorización hecha por los participantes.

Problemas de la Familia A: Los habilitadores de nuevos negocios y de la Familia B: Los nuevos modelos de negocio

- [1]. Problema 5: Para el desarrollo de nuevos modelos de negocio se necesitará una **regulación flexible** que **habilite** la **entrada** de **nuevos agentes** y **nuevos servicios sustentables** (independiente de si se visualizan hoy) a través de **mecanismos** que fomenten la **innovación** y la **competencia** cuando sea aplicable. (Prioridad Alta)
- [2]. Problema 1: Falta reconocer que **existen mercados de servicios** que son inherentemente **monopólicos y otros** que no, pudiendo ser competitivos dentro de los sistemas de distribución. En estos últimos podría ser económicamente **eficiente fomentar la competencia** a través de nuevos modelos de negocio donde sea posible, compartiendo la infraestructura existente. (Prioridad Alta)
- [3]. Problema 2: El **riesgo** de financiamiento de **la red** podría **incrementarse** por la entrada masiva de generación distribuida, reduciendo la **cantidad de energía consumida** por los usuarios. (Prioridad Alta)
- [4]. Problema 7: Falta **introducir el comercializador** para generar mayor competencia y provisión de nuevos servicios. (Prioridad Media)
- [5]. Problema 10: Falta que la regulación habilite o incentive la instalación de **medidores más inteligentes** y el recambio de los actuales medidores para mejorar la calidad de servicio y **levantar mayor información** que permita planificar la red y ofrecer **nuevos servicios** a los consumidores. (Prioridad Media)
- [6]. Problema 3: Falta avanzar más en temas de **flexibilidad tarifaria** para las empresas, pues el modelo regulatorio actual es bastante rígido en esto. (Prioridad Media)
- [7]. Problema 11: Falta establecer una **plataforma de información** que sea clara, precisa, trazable y le permita a los actores tomar decisiones. Los nuevos negocios, la mayor competencia y los beneficios que se generen de ello no se aprovecharán si no existe toda la información y educación a los actores. (Prioridad Media)
- [8]. Problema 9: Falta **eliminar** las **barreras** que hoy existen a la eficiencia energética y falta **crear incentivos** para su implementación. (Prioridad Baja)
- [9]. Problema 4: Desarrollar **tarifas más flexibles**, con precios que podrían cambiar en el tiempo, en distintas zonas o bajo ciertas condiciones críticas. (Prioridad Baja)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



- [10]. Problema 8: Falta desbloquear o habilitar los nuevos **modelos de negocios** utilizados para desarrollar la **generación distribuida** reconociendo además los potenciales servicios que puedan entregar. (Prioridad Baja)
- [11]. Problema 13: Falta regular la **integración vertical** en la distribución (Prioridad Baja)
- [12]. Problema 12: Falta definir si se permitirá la **integración horizontal** en la industria. (Prioridad Baja)
- [13]. Problema 6: Se deben crear **instrumentos transitorios** que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y modelos de negocio. (Prioridad Baja)

Lista de problemas consolidados Grupo N° 4

La clasificación general de los problemas, se mantiene en las 2 familias: A) “La planificación territorial, urbanismo, integración de la ciudadanía y desafíos regulatorios” y B) y C) “Los servicios de la red del futuro cercano: generación distribuida, tarifas y medición” y “Futuro lejano: gestión de la demanda, agregación y movilidad eléctrica” respectivamente. Debido a la unificación de problemas y las mejoras en su formulación estos se ven reducidos en cada familia de 17 a 5 en la familia A) y de 24 a 8 en las familias B) y C). A continuación, se presenta la lista de problemas ordenados de acuerdo a la priorización hecha por los participantes, por lo que en el listado no se clasifican por familia.

- [1]. Problema 4: Se requiere una **regulación flexible** que permita la entrada paulatina en el tiempo de nuevos servicios y nuevos agentes, sin que se requieran cambios de orden legal para ello.
- [2]. Problema 3: Reconocer que **no todos los servicios de distribución** tienen carácter inherentemente **monopólico** (red y sus fierros), por lo que algunos deberían ser competitivos (comercialización, gestión de demanda, almacenamiento, etc.).
- [3]. Problema 6: Falta **incentivar la GD** (Generación Distribuida) y la autogeneración reconociendo y remunerando todos sus aportes al sistema.
- [4]. Problema 8: Las **tarifas y precios** deben ser lo **suficientemente flexibles** para **adaptarse** a las **necesidades** de los **clientes** en el tiempo y al mismo tiempo ser totalmente transparentes para ellos.
- [5]. Problema 1: Falta **integrar la regulación eléctrica con políticas y planificación territorial** (urbana y rural) y de otros sectores. Por ej. Urbanismo, arquitectura y construcción.
- [6]. Problema 9: Falta que la regulación habilite o incentive la instalación de **medidores más inteligentes** y el recambio de los actuales medidores para mejorar la calidad de servicio y **levantar mayor información** que permita a los agentes tomar decisiones, planificar la red y ofrecer **nuevos servicios** a los consumidores.
- [7]. Problema 5: Se deben crear **instrumentos transitorios** que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y modelos de negocio.
- [8]. Problema 7: La **entrada masiva de GD** orientada a autoabastecimiento aumenta el riesgo de financiamiento de la red, provocando que los usuarios sin GD deban financiarla cada vez más. La futura regulación debe corregir esta situación.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



- [9]. Problema 10: La regulación debe **incentivar el desarrollo de nuevas tecnologías y la innovación**, desde el consumidor final hasta las mismas redes.
- [10]. Problema 13: Falta desarrollo de una regulación que habilite y facilite la entrada de **movilidad eléctrica**.
- [11]. Problema 11: Falta facilitar la **gestión de demanda eléctrica** a los consumidores y encontrar mecanismos para activar la “respuesta de la demanda”.
- [12]. Problema 2: Falta mejorar los **canales de comunicación y participación** entre la ciudadanía y los agentes de los sistemas de distribución eléctrica.
- [13]. Problema 12: Permitir la **agregación de la demanda** para ofrecer **servicios al sistema mayorista** o interconectado, mejorar el acceso y generar nuevos servicios en la red.

1.4.3 PROPUESTAS Y DIVERGENCIAS LEVANTADAS

A partir de las soluciones y visiones levantadas durante el taller 2 en el formulario 2 “Propuestas para la discusión”, en taller 3 presenta una agrupación y resumen de las principales propuestas y divergencias que se levantaron con respecto a los temas de cada uno de los grupos. Sólo el grupo 1 fue una excepción, donde se solamente se validó y discutió la forma en que los participantes visualizaban la planificación en la distribución. A continuación se presenta para cada uno de los 4 grupos la lista de propuestas. La transcripción literal de las propuestas de los participantes levantadas del formulario 2 se encuentran en el Anexo B “Transcripción de formulario 2 Propuestas para la discusión” del Capítulo 7.

Propuestas y divergencias Grupo 1 (sólo se discutió un tema para este grupo)

- [1]. Levantamiento de detalle de esquema de **planificación**

Propuestas y divergencias Grupo 2

- [2]. Mejorar la **representación de las diversas realidades** nacionales en el modelo de remuneración al aumentar el **número de áreas típicas** y al incorporar **nuevos factores** que las definan.
- [3]. Habilitar el desarrollo de **nuevos agentes** y la provisión de **nuevos servicios**.
- [4]. Mitigar el riesgo de **financiamiento de la red** ante la entrada de nuevos servicios como por ejemplo la generación distribuida.
- [5]. Incorporar o crear un **órgano independiente** para **dirimir controversias**, en especial respecto de la remuneración, pensando especialmente en el reemplazo de la actual **ponderación 2/3-1/3** de los estudios
- [6]. Mejorar la búsqueda de **eficiencia económica**, más allá de la empresa modelo y las áreas típicas
- [7]. Introducir nuevos **esquemas de medición** para habilitar nuevas tarifas y facilitar la disponibilidad de información a través de la incorporación de medición inteligente
- [8]. **Mejorar** diversos aspectos del **estudio de VAD que permitan la convergencia entre la autoridad y las empresas**
- [9]. Flexibilizar la **tasa de costo de capital** para que esté de acuerdo al riesgo del negocio
- [10]. **Permitir tarifas flexibles** con precios que podrían cambiar en el tiempo y espacio

Propuestas y divergencias Grupo 3



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



- [11]. **Implementar una nueva regulación flexible** que habilite la **entrada** de **nuevos agentes** y **nuevos servicios** sustentables y **nuevos modelos** de **negocio** y que **supere** la **actual rigidez** que constituye una importante barrera para el desarrollo de nuevos modelos de negocios.
- [12]. **Separar** los **servicios monopólicos** de los servicios en los que se podría generar **competencia**.
- [13]. El **riesgo de financiamiento de la red** ante la **entrada** masiva de **generación distribuida**. Además, existe gran **incertidumbre** respecto a **cuándo** y en **qué cantidad** será esta **entrada** de **GD**.
- [14]. Habilitar e incentivar el **recambio de los medidores** antiguos por medidores inteligentes, lo cual permitiría la modernización y automatización de la red.
- [15]. **Propiedad** de los **medidores**, **asignación de costos** y la **difusión** que debe tener la **información**.
- [16]. La **medición inteligente** permitirá a su vez ofrecer una **mayor gama** de **tarifas** y el **modelo regulatorio** debe ser capaz de **recoger** con **mayor rapidez** los **cambios tecnológicos** e **incorporar** a la **tarifa** cuando corresponda.
- [17]. Regular la **integración vertical y horizontal** en la distribución.
- [18]. Falta eliminar las barreras a la **eficiencia energética** y falta crear incentivos para su implementación.

Propuestas y divergencias Grupo 4

- [1]. Requerimiento de **flexibilidad legal y reglamentaria** para poder habilitar futuros servicios.
- [2]. Separación de **actividades monopólicas y competitivas**, la integración de la generación distribuida y la falta de incentivos a la misma.
- [3]. Falta de **integración de la generación distribuida** y falta de incentivos a la misma.
- [4]. Falta de integración de la **regulación eléctrica con la regulación territorial**.
- [5]. Las **tarifas y precios** deben ser lo **suficientemente flexibles** para **adaptarse** a las **necesidades** de los **clientes** en el tiempo y al mismo tiempo ser totalmente transparentes para ellos.
- [6]. Crear **instrumentos transitorios** que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y modelos de negocio, pero al mismo tiempo mantener la estabilidad regulatoria del sector y dar tiempo para una implementación correcta.
- [7]. Desarrollar una regulación que habilite y facilite la entrada de **movilidad eléctrica**.
- [8]. Facilitar la **gestión de demanda eléctrica a los consumidores** y encontrar mecanismos para activar la "respuesta de la demanda".

CAPÍTULO 2: VALIDACIÓN DE VISIONES



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

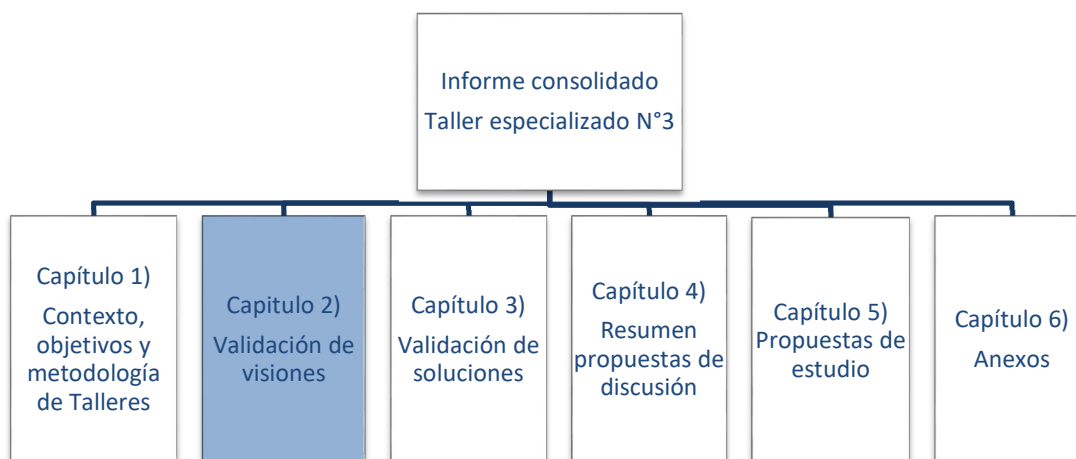
“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



El Capítulo 2, destacado en la siguiente figura, presenta la validación de las visiones desarrolladas por los participantes del taller a través del Formulario N°1 “Visiones de la distribución”. La transcripción completa de las visiones tal como fueron aportadas por los participantes se encuentra en el Anexo A: Transcripción de formulario 1 “Visiones de la distribución” de los Anexos.



A través del Formulario N° 1, que presenta de forma ordenada y estructurada por temática las distintas visiones que fueron aportadas en cada uno de los 4 grupos en el Taller 2 “**Visión y soluciones**”, los participantes pudieron validar cada visión en general indicando su acuerdo o desacuerdo. Además, se les dio la opción a los participantes de indicar las visiones que fueran más relevantes para ellos, así como la posibilidad de agregar algún comentario o visión nueva. El presente capítulo, muestra la validación de las visiones realizados a través del Formulario N°1.

Una vez terminado el taller, el equipo PUC realizó un levantamiento estadístico fuera de línea de los acuerdos, desacuerdos y visiones más importantes indicadas por los participantes en el Formulario N°1 “Visiones de la distribución”. A continuación, se presentan los resultados de este levantamiento destacando las visiones con mayor votación, las visiones con más acuerdos y las visiones con más desacuerdos para las familias de problemas, dedicando un subcapítulo a cada uno de los 4 grupos en que se compuso el Taller 3.

2.1 Grupo 1: Validación de las Visiones del desarrollo de la red

En esta sección se presentan las visiones asociadas al desarrollo de la red que corresponde al tema tratado en el grupo 1 durante el taller. Estas tablas se presentan separadas por familias. La familia A está relacionada con la expansión de la red y la Familia B con la calidad de servicio, tal como se encontraban en el formulario N°1 del taller 3. En este informe, dentro de cada tema



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
"Estudios y propuestas"
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



se ordenaron las visiones de los participantes de mayor a menor importancia según el número de acuerdos que fueron registrados. Se destacan las visiones más votadas, así como las que presentan mayor acuerdo y mayor desacuerdo.

2.1.1 GRUPO 1: VALIDACIÓN DE LAS VISIONES DE LA FAMILIA A "EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN"

A continuación, se presenta la Tabla 6 y Tabla 7 con las visiones de la familia A que se encuentran agrupadas según temática, tal como se encontraban en el formulario N°1 del taller 3. En este informe, dentro de cada tema se ordenaron las visiones de los participantes de mayor a menor importancia según el número de acuerdos que fueron registrados.

La visión *"incluir soluciones tecnológicas cada día más disponibles y económicas del tipo "Smartgrids" aportando y requiriendo mayor información y control sobre la red, permitiendo detectar fallas automáticamente, gestionar la demanda, controlar los servicios complementarios y manejar eficientemente los flujos de información y los productos y servicios"*, recibió la mayor votación con **26 acuerdos y solo 1 desacuerdo**.

Además, la visión de *"resguardar la eficiencia, calidad y seguridad de los sistemas de distribución al desarrollar redes que poseen la capacidad de aceptar y gestionar nuevos usos, servicios y consumos"*, también recibió una muy alta aprobación con **25 acuerdos y 0 desacuerdos**.

Por otro lado, la visión con mayor desacuerdo es *"desarrollar redes que consideren solo instalaciones subterráneas en zonas urbanas"* con **7 acuerdos y 19 desacuerdos**. Mientras que la visión *"desarrollar e implementar un sistema de distribución donde la señora "Juanita" pueda acceder a proveedores que ofrecen distintos servicios básicos en una sola cuenta (ej.: internet, energía, agua y gas), pueda revisar su plan en una APP y cambiarse de un proveedor a otra con sólo dos clicks cuando la suma de las tarifas le beneficie"* recibió **9 acuerdos y 15 desacuerdos**.

Por último, a los participantes se les solicita indicar por escrito la visión del Formulario 1 más importante para ellos o la que le gustaría destacar mejor siente que los representa y aun cuando muy pocos participantes contestaron esta parte del formulario, nuevamente la visión destacada es la primera mencionada anteriormente sobre **incluir soluciones tecnológicas cada día más disponibles**. Esta visión recibió 3 nominaciones explícitas por los participantes.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 6: Listado de las visiones de la familia A ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (1/2)

Visiones familia A: Expansión y desarrollo de la red		Acuerdo / Desacuerdo		Visiones destacadas	
		N°	A	D	
A1. Expansión y desarrollo de la red					
7. Resguardar la eficiencia, calidad y seguridad de los sistemas de distribución al desarrollar redes que poseen la capacidad de aceptar y gestionar nuevos usos, servicios y consumos .	A1.7	25	0	0	
1. Desarrollar una red de distribución preparada, planificada y abierta para la entrada de nuevos y múltiples servicios y actores , no sólo en generación. Su incorporación traerá nuevos desafíos, oportunidades y soluciones.	A1.1	24	2	1	
3. Desarrollar una red flexible , que permita interconectar generación y/o consumo de manera simple, con información en línea al alcance de todos en un sitio web (que incluya las instalaciones, la operación de la red, los flujos de potencia instantáneos y los costos marginales / tarifas horarias).	A1.3	23	4	1	
10. Integrar PMGD, generación residencial y autoabastecimiento en la planificación, expansión y mejoramientos de redes.	A1.10	22	5	1	
9. Incentivar los servicios complementarios existentes y nuevos como el almacenamiento ej.: con autos eléctricos .	A1.9	20	7	1	
2. Identificar y determinar los procesos de planificación y programación que las empresas de distribución necesitan para abastecer la demanda de forma económica sobre la base de un estándar técnico mínimo, considerando los potenciales efectos de los diversos usuarios, agentes, tecnologías y servicios .	A1.2	19	7	0	
8. Gestionar con criterios flexibles las redes y servicios de distribución, tanto en su diseño como en su operación .	A1.8	18	9		
5. Desarrollar la red de distribución como una plataforma confiable o base para asegurar un suministro adaptable a los requerimientos de confiabilidad de los usuarios / zonas, que permita el acceso a un suministro más controlado por el usuario y más económico , que permita incorporar agentes nuevos que interactúen con ella (movilidad, generación, telecomunicaciones). Que sea armónica o coherente con las exigencias de autoridades del sector y de los lugares donde se emplazan.	A1.5	16	10	2	
6. Desarrollar una propuesta metodológica que permita determinar las instalaciones que una empresa de distribución necesita para abastecer la demanda de los diferentes clientes sobre la base de un estándar técnico mínimo. Esta metodología deberá tomar en cuenta los potenciales efectos de los nuevos agentes, tecnologías y servicios , así como el eventual crecimiento de la demanda.	A1.6	14	12		
4. Realizar mejoras de eficiencia económica en todo el sector eléctrico, aunque implique aumentos menores en los costos del sector distribución . Por ejemplo, relajar las facilidades y la capacidad máxima instalada de la ley Net Billing si con esto los ahorros sistémicos logrados son mayores que los sobre costos de distribución .	A1.4	13	13	0	
A3. Urbanización masiva					
1. Desarrollar una red de distribución que vaya de la mano con los planes de urbanización de las distintas zonas y comunidades, de forma que sea seguro y económico , además de ser social y ambientalmente amigable .	A3.1	23	3	1	
2. Planificar los sistemas de distribución eléctricos integrando la infraestructura pública y privada de cada zona geográfica o ciudad para los diversos servicios domiciliarios cuando esto sea factible y beneficioso (agua, gas, cable, telecomunicaciones, etc.), minimizando los impactos a la ciudad, a la ciudadanía y reduciendo costos .	A3.2	23	2	1	
3. Desarrollar redes que consideren solo instalaciones subterráneas en zonas urbanas .	A3.3	7	19		



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 7: Listado de las visiones de la familia A ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (2/2)

Visiones familia A: Expansión y desarrollo de la red		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Visiones destacadas
			A	D	
A4. Nuevos esquemas de planificación, trazado, capacidad, equipamiento, readecuación y nuevas tecnologías					
	2. Considerarlas distintas realidades geográficas y clientes que existen a lo largo del país.	A4.2	24	2	0
	4. Planificar la distribución considerando una red enmallada y robusta , que permita la desconexión de instalaciones sin perturbar al cliente final.	A4.4	21	5	0
	1. Planificar la expansión transparentemente integrando potenciales nuevos servicios al sistema de distribución, donde el consumidor pueda informarse de cómo se cobra su servicio en cada instante y reaccionar según corresponda.	A4.1	20	7	0
	3. Considerar que las diferentes realidades en las distintas zonas de la red de distribución evolucionarán con diferentes velocidades , por lo que existirá por mucho tiempo una “combinación” de realidades muy distintas.	A4.3	20	6	0
	5. Integrar soluciones técnicas que aumentan la capacidad y reducen los costos o la necesidad de nuevos trazados (Ejemplo mencionado: Aumentar tensión máxima de distribución a sobre el límite de 23 kV).	A4.5	18	8	0
A5. Monitoreo, automatización, SCADAs de distribución, Smartgrids, Microgrids, GD y cogeneración					
	2. Incluir soluciones tecnológicas cada día más disponibles y económicas del tipo “ Smart Grids ” aportando y requiriendo mayor información y control sobre la red, permitiendo detectar fallas automáticamente, gestionar la demanda, controlar los servicios complementarios y manejar eficientemente los flujos de información y los productos y servicios .	A5.2	26	1	3
	1. Incorporar los recursos distribuidos (Generación, almacenamiento, vehículos eléctricos, Smart grids) en la distribución aprovechando el desarrollo tecnológico y la caída de costos para lograr una red más eficiente .	A5.1	23	2	0
	3. Diseñar, desplegar, operar y mantener una red inteligente monitoreada 100% para una calidad de servicio con excelencia.	A5.3	18	8	0
A6. La empresa digital y el internet de las cosas					
	2. Prestar un servicio confiable y flexible permitiendo la interacción de las tecnologías .	A6.2	20	5	0
	1. Desarrollar e implementar un sistema de distribución donde la señora “Juanita” pueda acceder a proveedores que ofrecen distintos servicios básicos en una sola cuenta (ej.: internet, energía, agua y gas), pueda revisar su plan en una APP y cambiarse de un proveedor a otra con sólo dos clicks cuando la suma de las tarifas le beneficie. Para implementar lo anterior deben existir varios pasos anteriores: Información técnica, separación de la empresa de ductos de la comercializadora minorista, Smart grid tal que el medidor esté en línea y pueda cambiarse de retail en 1 clic. La definición de calidad va “underground” asociada al plan regulador que podría ser modificado a solicitud de la comunidad.	A6.1	9	15	2
A7. Medición inteligente y consumo activo					
	1. Incorporar nueva tecnología que permita gestionar a la demanda .	A7.1	24	2	0
	2. Desarrollar una plataforma que permita la inyección e intercambios de electricidad entre diversos actores . Considerar la diversidad de fuentes de suministro y la gestión que se pueda hacer de la demand .	A7.2	22	4	0
A8. Costos y factibilidad de nuevas tecnologías					
	1. Permitir la elección del tipo de energía (fuente) de consumo que integre en los costos las externalidades por generación y transmisión existentes en cada zona geográfica.	A8.1	15	12	0

2.1.2 GRUPO 1: VALIDACIÓN DE LAS VISIONES DE LA FAMILIA B) “CALIDAD DE SERVICIO”

A continuación se presenta la Tabla 8 y Tabla 9 con las visiones de la familia B) que se encuentran agrupadas según temática, tal como se encontraban en el formulario N°1 del taller 3. Dentro de cada tema se ordenaron las visiones de los participantes de mayor a menor importancia según el número de acuerdos que fueron registrados.

Hubo dos visiones que empatan el primer lugar en importancia con **26 acuerdos y 0 desacuerdos** y son las siguientes:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
"Estudios y propuestas"
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



"Permitir acceso equitativo, confiable, inclusivo y a precios razonables de la energía a toda la población"

"Contar con una industria de distribución de energía eléctrica con altos estándares de calidad y confiabilidad, con libre acceso a todos los agentes, que brinde cobertura nacional y que se integre al desarrollo de manera eficiente y en armonía con el medio ambiente, y entorno social"

Por otro lado, la visión con mayor grado de desacuerdo es *"implementar redes de distribución con estándares únicos de calidad para todo el país sin distinción de espacios urbanos o rurales"* con **5 acuerdos y 22 desacuerdos**. Asimismo, la segunda visión que recibió más desacuerdos es la siguiente *"habilitar la red para el transporte público eléctrico"* que recibió **18 acuerdos a favor y 7 desacuerdos**.

Por último, cuando se les pide a los participantes indicar por escrito la visión más importante para ellos, la visión mayormente votada es *"desarrollar un sistema de distribución eléctrico que brinde acceso a un servicio de calidad, a costos razonables a todos los usuarios, considerando las condiciones geográficas en el país."* Esta visión recibió 3 nominaciones explícitas por los participantes.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 8: Listado de las visiones de la familia B ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (1/2)

Visiones familia B: Calidad de servicio		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Visiones destacadas
			A	D	
B1. Confiabilidad, seguridad y calidad técnica					
2. Permitir acceso equitativo, confiable, inclusivo y a precios razonables de la energía a toda la población.	B1.2	26	0	0	
11. Contar con una industria de distribución de energía eléctrica con altos estándares de calidad y confiabilidad, con libre acceso a todos los agentes, que brinde cobertura nacional y que se integre al desarrollo de manera eficiente y en armonía con el medio ambiente, y entorno social.	B1.11	26	0	1	
9. Contar con una red de distribución con métodos y estándares de calidad que permita el desarrollo de la sociedad e industria a un costo razonable, que permita la incorporación de nuevos actores como la generación distribuida, la Ef. Energética, los autos eléctricos, la innovación entre otros.	B1.9	25	1	0	
1. Desarrollar un sistema de distribución eléctrico que brinde acceso a un servicio de calidad, a costos razonables a todos los usuarios, considerando las condiciones geográficas en el país.	B1.1	24	2	3	
4. Desarrollar un sistema de distribución con estándares de calidad de servicio coherentes con las metas de la política energética, desarrollados eficientemente, de manera que los sectores productivos del país y los clientes residenciales tengan acceso a un servicio de calidad, con un costo comparable a países con estándares similares.	B1.4	24	2	0	
10. Contar con una red moderna, económica, de calidad, preparada para los desafíos del país y la sociedad, además de sustentable.	B1.10	24	2	0	
12. Lograr un sistema de distribución robusto, dinámico, flexible, con sistemas inteligentes para una adecuada operación, y mantenimiento a mínimo costo.	B1.12	24	2	0	
5. Desarrollar los sistemas de distribución en sintonía con el crecimiento del país y con niveles de calidad y confiabilidad altos, acorde a las expectativas de los clientes.	B1.5	21	5	0	
6. Implementar una distribución confiable, continua, segura y de calidad, incorporando todas las zonas geográficas del país.	B1.6	21	4	0	
7. Desarrollar una red de distribución con altos estándares de calidad de servicio, donde se promueve la generación distribuida, sistemas de almacenamiento como las baterías, etc., a fin de conformar un sistema más robusto.	B1.7	21	5	0	
8. Permitir una calidad de servicio comparable a la de los países desarrollados en términos de SAIDI y SAIFI (interrupciones).	B1.8	20	5	0	
13. Desarrollar la red de distribución como una plataforma confiable para asegurar un suministro adaptable a los requerimientos de confiabilidad de los usuarios / zonas, que permita el acceso a un suministro más controlado por el usuario y más económico, que permita incorporar agentes nuevos que interactúen con ella (movilidad, generación, telecomunicaciones, etc.). Que sea armónica o coherente con las exigencias de autoridades del sector y de los lugares donde se emplazan.	B1.13	20	6	0	
3. Implementar redes de distribución con estándares únicos de calidad para todo el país sin distinción de espacios urbanos o rurales.	B1.3	5	22	0	



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3 “Estudios y propuestas” Informe consolidado **DOCUMENTO PRELIMINAR**



Tabla 9: Listado de las visiones de la familia B ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (2/2)

Visiones familia B: Calidad de servicio		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Visiones destacadas
			A	D	
B2. GD y CHP en red y otras tecnologías de potencial impacto en la red					
	1. Implementar una red de distribución robusta y automatizada que permita la incorporación de generación domiciliaria, de PMGD junto con el desarrollo de nuevas tecnologías como los vehículos eléctricos .	B2.1	24	2	0
	2. Desarrollar una infraestructura que permita suplir los grandes requerimientos de potencia por parte del transporte eléctrico (ejemplo mencionado: estaciones de carga que podrán tener almacenamiento de energía).	B2.2	21	5	0
	3. Habilitar la red para el transporte público eléctrico .	B2.3	18	7	0
B3. Medición, registro, estadística, reporte, información y oportunidades de estandarización					
	5. Implementar un sistema de distribución que sea amigable con el usuario final, entregando información detallada de sus consumos, servicios de calidad, planes de eficiencia energética, etc.	B3.5	24	2	0
	6. Desarrollar herramientas que faciliten comunicación, transparenten información e inclusión .	B3.6	24	1	0
	1. Expandir la red de distribución en forma participativa, informada y dando las instancias necesaria para que todos los agentes interesados cuenten con la información a tiempo , y aporten su visión / preocupación .	B3.1	22	5	0
	2. Facilitar los servicios de electricidad , de información y comunicación con una visión de integración de todos los agentes .	B3.2	22	4	0
	3. Desarrollar una red de distribución inteligente, es decir, que utilice información para obtener soluciones a problemas permanentes y futuros. Para llevar a cabo esto se debe avanzar en el uso de tecnología (información y comunicación) y dar acceso para que todas las áreas, desde lo público a lo privado (y la academia) sean capaces de estudiar y proponer cambios y mejoras .	B3.3	21	5	1
	4. Desarrollar una distribución inteligente que logre entregar alternativas a los usuarios. Precios horarios – uso de energía proveniente de distintas fuentes que permita al usuario final tener poder de decisión de consumo , horario, tarifario, fuente generador , etc.	B3.4	20	6	0
B4. Interrupciones, compensaciones, trade-off inversión vs. Calidad, resiliencia frente a catástrofes naturales					
	1. Desarrollar un sistema de distribución resiliente a desastres naturales y otros.	B4.1	19	4	0
B5. Interoperabilidad y uso de estándares					
	1. Desarrollar una distribución con estándares de funcionamiento óptimos .	B5.1	19	4	0



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



2.2 Grupo 2: Validación de las visiones del financiamiento de la red y su tarificación.

A continuación, se presentan tablas con las visiones de la distribución que se encuentran agrupadas según temática, tal como se encontraban en el formulario N°1 del taller N°3. Dentro de cada tema se ordenaron las visiones de los participantes de mayor a menor importancia según el número de acuerdos que fueron registrados.

Para el tema de **regulaciones tarifarias** (Tabla 10) la visión de lograr a través de **incentivos** el uso de **nuevas tecnologías** que les permita a las empresas distribuidoras contar con **información** más precisa y oportuna, que a su vez, permita una **tarificación más clara y justa**, fue la visión que recibió mayor votación con acuerdo de 24 votos y sólo 4 desacuerdos.

Por otro lado, la visión con mayor desacuerdo sólo tuvo 10 acuerdos y 18 desacuerdos. Esta visión es la que simultáneamente busca **remunerar por rendimiento** a la empresa proveedora de la red (la cual permite el transporte de los flujos de potencia), incentivar al sistema de distribución para que provea **información técnica** midiendo en cada extremo del alimentador con lo que se espera que la empresa de **infraestructura** pueda ser un gran **monopolio** regulado que tendrá la misión de **proveer energía, agua, gas, internet y comunicaciones** a su zona de concesión. Esta visión incluye considerar la **remuneración** de la red sujeta a la **calidad del servicio** con una **tasa de descuento** móvil.

Por último, cuando se les pide a los participantes indicar por escrito la visión más importante, para el problema de la **regulaciones tarifarias**, la visión mayormente votada es desarrollar un sistema de **distribución eficiente** en términos **económicos** y **técnicos**, capaz de entregar el suministro al **estándar de calidad** que desee el cliente, con la **suficiente flexibilidad** para que el distribuidor u otros agentes a través de la red puedan **ofrecer servicios** para **satisfacer al usuario final** más allá de la simple capacidad de transporte de energía la que tiene 4 votos y que corresponde a la visión más votada de todo el taller.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3 “Estudios y propuestas” Informe consolidado DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 10: Listado de las visiones del financiamiento de la red del futuro y su tarificación ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (1/8)

Visiones del financiamiento de la red del futuro y su tarificación		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Visiones destacadas
			A	D	
1. Regulaciones tarifarias					
2. Lograr a través de incentivos el uso de nuevas tecnologías que les permita a las empresas distribuidoras contar con información más precisa y oportuna, que a su vez, permita una tarificación más clara y justa .	1.2	24	4	1	
5. Diseñar una regulación que considere las nuevas tecnologías , incluyendo aún más en los procesos tarifarios a los PMGD y su impacto sobre la actualización de las tarifas.	1.5	23	3	0	
6. Desarrollar un sistema de distribución eficiente en términos económicos y técnicos , capaz de entregar el suministro al estándar de calidad que desee el cliente, con la suficiente flexibilidad para que el distribuidor u otros agentes a través de la red puedan ofrecer servicios para satisfacer al usuario final más allá de la simple capacidad de transporte de energía.	1.6	22	5	4	
7. Diseñar financiamiento que permita tener empresas sostenibles económicamente en el tiempo y que provea incentivos para el desarrollo de la industria.	1.7	22	4	0	
3. La distribución del futuro debiera ser tarificada, remunerada y financiada con una visión de largo plazo , considerando holguras que permitan la incorporación de nuevas tecnologías (GD, gestión de demanda, eficiencia energética) y su adaptación sin tener que cambiar profundamente la normativa para permitir su uso.	1.3	21	4	3	
4. Permitir y facilitar el financiamiento a la innovación, como por ejemplo desarrollando proyectos pilotos .	1.4	19	9	0	
1. Liberalizar el segmento distribución para que el cliente pueda optar a distintos suministradores si así lo desea y/o distintas opciones tarifarias , eliminando todo tipo de trabas y logrando el precio y contrato que más le acomode. La distribución como una plataforma para nuevos agentes y servicios.	1.1	16	12	1	
8. Remunerar por rendimiento a la empresa proveedora de la red (que permite el transporte de los flujos de potencia). Además, incentivar al sistema de distribución para que provea información técnica , midiendo en cada extremo. Así la empresa de infraestructura podría ser un gran monopolio regulado que tendrá la misión de proveer energía, agua, gas, internet y comunicaciones a su zona de concesión, y su remuneración estará sujeta a la calidad del servicio que provee con una tasa de descuento móvil dependiendo del cumplimiento de metas reguladas en la estrategia nacional de utilities.	1.8	10	18	1	

Para la visión de **regulación por incentivos** (ver Tabla 11) la visión de exigir empresas **distribuidoras** con **redes abiertas a la competencia** y abiertas a la **generación distribuidora**, que permitan el desarrollo de la **generación** no sólo para el **autoconsumo** sino que para la **inyección a la red**, fue la visión que recibió mayor votación con acuerdo de 26 votos y sólo 2 desacuerdos.

Por otro lado, la visión con mayor desacuerdo para este ítem es **dar a la distribuidora la posibilidad de crear una comercializadora** para competir en el mercado de venta de energía al separar los fierros del comercializador, la que sólo tuvo 14 acuerdos y 14 desacuerdos.

Por último, cuando se les pide a los participantes indicar por escrito la visión más importante, para el problema de la **regulación por incentivos**, la visión mayormente votada es transformar el sistema de distribución en un vehículo que **permita ejercer libremente comercialización (la compra y venta)** de electricidad y **servicios relacionados** (por ejemplo: información de consumo). Las empresas que proveen este servicio recibirán a cambio una **remuneración justa**, acorde con el **nivel de riesgo y calidad** de servicio que prestan, que tiene 3 votos.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 11: Listado de las visiones del financiamiento de la red del futuro y su tarificación ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (2/8)

Visiones del financiamiento de la red del futuro y su tarificación		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Visiones destacadas
			A	D	
2. Regulación por inventivos, regulación por resultados y otras regulaciones					
4. Exigir empresas distribuidoras con redes abiertas a la competencia y abiertas a la generación distribuidora , que permitan el desarrollo de la generación no sólo para el autoconsumo sino que para la inyección a la red .	2.4	26	2		0
13. Permitir una regulación que vele por el correcto funcionamiento del mercado , teniendo además la flexibilidad necesaria para la incorporación de nuevos servicios y actores.	2.13	26	1		0
6. Diseñar una distribución capaz de acoger, promover e incentivar el desarrollo de nuevas tecnologías y servicios , convirtiéndose en una plataforma para llegar a los hogares y empresas con nuevos productos y aplicaciones que aprovechan los potenciales tecnológicos . Esto es similar a lo que fueron las redes básicas de telecomunicaciones hace unas décadas.	2.6	25	2		0
10. Desarrollar una distribución capaz de adaptarse de manera flexible a los cambios , en contraposición a esquemas rígidos que dificultan los cambios.	2.10	24	2		0
12. Desacoplar la remuneración por prestación de servicios del consumo de los clientes .	2.12	24	3		1
5. A lo menos mantener estándares de seguridad al incluir generación distribuida en todos los lugares donde sea conveniente , así como nuevas tecnologías , aumentando para esto la modernización del sistema.	2.5	23	4		0
9. Permitir una distribución capaz de mejorar el acceso a todos los ciudadanos a servicios básicos y a servicios más sofisticados.	2.9	21	5		0
14. Desarrollo de un modelo retributivo que remueve adecuadamente la infraestructura de la empresa distribuidora en conformidad en las exigencias normativas de calidad, entregando señales de precio a sus usuarios.	2.14	21	5		1
7. Permitir la interacción a través de la red de distribución entre todos los actores /usuarios/interesados para acceder a suministro eléctrico y usar/proveer servicios que requieran o presten a otros usuarios, transformando esta red en una Plataforma de interacción . Además, definir a los usuarios, para determinar quiénes y cómo se pagan los servicios .	2.7	20	5		0
16. Modelo retributivo flexible que permita la incorporación de nuevos servicios permanentemente.	2.16	20	6		0
18. Fomentar la inversión de privados en las instalaciones de distribución mediante incentivos que permitan disminuir las faltas e indisponibilidades de suministro y al mismo tiempo lograr una mayor eficiencia en los procesos y una confiabilidad de suministro que alcance estándares internacionales .	2.18	20	7		0
1. Transformar el sistema de distribución en un vehículo que permita ejercer libremente comercialización (la compra y venta) de electricidad y servicios relacionados (por ejemplo: información de consumo). Las empresas que proveen este servicio recibirán a cambio una remuneración justa , acorde con el nivel de riesgo y calidad de servicio que prestan.	2.1	19	9		3
11. Incluir el equipo de medida dentro del alcance de las distribuidoras , las cuales se enfocarían en diseñar, construir y operar las redes de distribución de la manera más eficiente y con mejor calidad de servicio posibles haciéndose cargo de todos los activos.	2.11	18	9		0
8. Red Integrada : configurar una red completamente integrada, en la cual los usuarios puedan ser parte activa , con múltiples beneficios asociados a su positiva participación y donde los incentivos estén compartidos entre ellos y las empresas . Evidentemente que para llegar a ese estado se requerirá de una actualización no menor tanto de la tecnología disponible como del marco regulatorio , para lo cual es indispensable que la participación que se espera en esa futura red sea la que haya estado en la discusión previa.	2.8	17	9		0
17. Dar acceso público al sistema constituido por activos físicos (instalaciones eléctricas, oficinas comerciales, sistemas de información, etc.) para transar servicios sujetos a condiciones técnicas definidas .	2.17	16	10		0
3. Permitir que la distribución rente sólo por el uso de sus instalaciones y separar la comercialización (compra y venta) de energía que debería ser independiente de los propietarios de los sistemas de distribución.	2.3	15	12		3
15. Modelo retributivo en base a inversiones eficientes incorporadas a una base de capital que entregue certeza de ellas durante su vida útil.	2.15	15	9		0
2. Dar a la distribuidora la posibilidad de crear una comercializadora para competir en el mercado de venta de energía al separar los fierros del comercializador.	2.2	14	14		1
19. Permitir la canalización única de todos los servicios de red : electricidad, voz, datos, almacenamiento, televisión o cable, internet, etc.	2.19	13	12		0

Para el problema de **VAD, estudios, economías de ámbito y efectos geográficos**(ver Tabla 12) la visión de lograr un **sistema** de tarificación de la distribución **claro, justo y flexible** que



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



promueva altos **estándares de calidad, innovación y sustentabilidad**, fue la visión que recibió mayor votación con acuerdo de 28 votos y sin desacuerdos.

Por otro lado, la visión con mayor desacuerdo para este ítem es financiar a las distribuidoras con un **cargo fijo** parecido al cargo único troncal, con **ingresos garantizados para estas**. Con esto se puede incentivar por ejemplo a la **eficiencia energética**, la que sólo tuvo 9 acuerdos y 18 desacuerdos.

Por último, cuando se les pide a los participantes indicar por escrito la visión más importante, para el problema de **VAD, estudios, economías de ámbito y efectos geográficos**, la visión mayormente votada es diseñar un **proceso tarifario** que permita recoger la **diversidad de realidades** existentes, que genere esquemas flexibles para **incorporar avances tecnológicos** y mejore la **información**, que sea participativo y que asegure el **financiamiento** de la **infraestructura** de distribución y costos de servicios prestados, con cargo a los usuarios de la red y demandantes de servicios que tiene 2 nominaciones.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 12: Listado de las visiones del financiamiento de la red del futuro y su tarificación ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (3/8)

Visiones del financiamiento de la red del futuro y su tarificación		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Visiones destacadas
			A	D	
3. VAD, Estudios, economías de ámbito y efectos geográfico					
1. Lograr un sistema de tarificación de la distribución claro, justo y flexible que promueva altos estándares de calidad, innovación y sustentabilidad .	3.1	28	0		1
2. Diseñar un proceso tarifario que permita recoger la diversidad de realidades existentes, que genere esquemas flexibles para incorporar avances tecnológicos y mejore la información , que sea participativo y que asegure el financiamiento de la infraestructura de distribución y costos de servicios prestados, con cargo a los usuarios de la red y demandantes de servicios.	3.2	28	1		2
7. Diseñar una tarificación que evite ser un obstáculo y promueva la incorporación de nuevas tecnologías, eficiencia energética, generación distribuida y buenas prácticas que promuevan la eficiencia económica.	3.7	28	0		1
9. Establecer la tasa de descuento acorde con el riesgo del negocio.	3.9	28	0		0
8. Asegurar el adecuado financiamiento y rentabilidad de las redes de distribución, con procesos tarifarios sencillos que estimen el uso de la red por parte de los distintos clientes y agentes , incorporando en la tarificación los incentivos necesarios para el desarrollo de nuevos servicios .	3.8	26	2		0
10. Contar con un modelo de tarificación que priorice al usuario final otorgando rentabilidades justas a los inversores y señales de precio que permitan el desarrollo armónico de la red incorporando tecnologías más eficientes y evitando el exceso de complejidad y asimetrías en la obtención de dichas tarifas.	3.10	26	0		0
3. Diseñar un esquema de tarificación que refleje las necesidades y realidades de cada zona concesionaria e incentive la expansión óptima del sistema .	3.3	25	1		1
4. Formular un proceso tarifario que considere mayor detalle al actual (más áreas típicas, más granularidad) y que considere los nuevos servicios que habrán en las redes de distribución del futuro.	3.4	25	4		0
14. Remunerar la inversión en la red correctamente, dándole una rentabilidad adecuada para el riesgo y capital invertido y permitiendo el financiamiento de nuevas tecnologías y prácticas . Los usuarios pagan (tarificación) un valor de acuerdo al servicio acordado. Este estándar de servicio tiene un mínimo, pero puede variar de consumidor a consumidor.	3.14	23	4		0
6. Desarrollar una tarificación simple y transparente que evite subsidios cruzados y refleje el costo de proveer el servicio (inversión, operación, administración, mantenimiento e innovación).	3.6	20	7		0
11. Basar la rentabilidad de las empresas proveedoras en costos reales de inversión y financiamiento que permitan entregar un servicio seguro y de calidad permitiendo la revisión permanente de los parámetros evitando así la sobre/sub remuneración y dando estabilidad al servicio.	3.11	19	8		0
13. Incorporar a un panel de expertos idóneo que elija entre el estudio de la autoridad o el de la empresa a fin de que ambos estudios converjan.	3.13	15	13		0
5. Diseñar un proceso tarifario participativo .	3.5	14	14		0
15. Regular para que las inversiones necesarias para conectar un PMGD sean asumidas por el propietario del sistema, previa entrega de garantías .	3.15	10	16		0
12. Financiar a las distribuidoras con un cargo fijo parecido al cargo único troncal, con ingresos garantizados para estas . Con esto se puede incentivar por ejemplo a la eficiencia energética .	3.12	9	18		0

Para el problema de **nuevos esquemas tarifarios AT y BT** (ver Tabla 13) la visión de permitir a todos los consumidores un **precio “justo”** por los **servicios contratados, independiente de su ubicación geográfica o perfil de consumo**, fue la visión que recibió mayor votación con acuerdo de 20 votos y 6 desacuerdos.

Por otro lado, la visión con mayor desacuerdo para este ítem es desarrollar un formato de tarifa que **incentive la eficiencia energética, premiando** a los que **disminuyen su consumo** en comparación a su consumo histórico y donde paguen una **mayor tarifa** aquellos que aumenten su consumo, la que sólo tuvo 15 acuerdos y 11 desacuerdos.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Por último, cuando se les pide a los participantes indicar por escrito la visión más importante, para el problema de los **nuevos esquemas tarifarios AT y BT**, ninguna de las propuestas fue votada.

Tabla 13; Listado de las visiones del financiamiento de la red del futuro y su tarificación ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (4/8)

Visiones del financiamiento de la red del futuro y su tarificación		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Visiones destacadas
			A	D	
4. Nuevos esquemas tarifarios AT y BT					
3. Permitir a todos los consumidores un precio “justo” por los servicios contratados, independiente de su ubicación geográfica o perfil de consumo.	4.3	20	6	0	
4. Avanzar en flexibilizar las tarifas que fomenten el uso de las tecnologías alternativas. Hoy existen muchas restricciones que no permiten a las empresas contratar alternativas competitivas al distribuidor.	4.4	20	5	0	
2. Separar las tarifas por servicios de manera que el consumidor pueda optar cuales servicios quiere contratar, de una manera transparente donde se pueda auditar los diversos servicios (ej. Peaje, medición, energía, potencia, almacenaje, etc.).	4.2	19	9	0	
1. Implementar una tarificación libre donde se permita a cada consumidor optar con quién y cómo desea contratarse, donde se beneficien las innovaciones y eficiencias de ellos.	4.1	16	11	0	
5. Desarrollar un formato de tarifa que incentive la eficiencia energética, premiando a los que disminuyen su consumo en comparación a su consumo histórico y donde paguen una mayor tarifa aquellos que aumenten su consumo.	4.5	15	11	0	

Para el problema de **equidad tarifaria y efectos de equidad**(ver Tabla 14) la visión de diseñar una **tarificación** que **equilibre la equidad entre los habitantes** y la **eficiencia energética** de cada **individuo**, beneficiando a clientes según impacto, fue la visión que recibió mayor votación con acuerdo de 15 votos y 13 desacuerdos.

Por otro lado, la visión con mayor desacuerdo para este ítem es considerar la **electricidad** como un **bien básico**, manejada de manera **centralizada**, donde cada **localidad** no dependa de una **sola empresa** particular, apuntando a igualar las condiciones económicas del servicio para todo el país, extendiendo la idea de la **equidad tarifaria**, la que sólo tuvo 10 acuerdos y 17 desacuerdos.

Por último, cuando se les pide a los participantes indicar por escrito la visión más importante, para el problema de **equidad tarifaria y efectos de equidad** ninguna de las propuestas fue votada.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 14: Listado de las visiones del financiamiento de la red del futuro y su tarificación ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (5/8)

Visiones del financiamiento de la red del futuro y su tarificación		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Visiones destacadas
			A	D	
5. Equidad tarifaria y efectos de equidad					
3. Diseñar una tarificación que equilibre la equidad entre los habitantes y la eficiencia energética de cada individuo , beneficiando a clientes según impacto.	5.3	15	13	0	
2. Financiar la red de forma proporcional al uso de cada cliente en la medida que sea manejado por una empresa única.	5.2	12	15	0	
1. Considerar la electricidad como un bien básico , manejada de manera centralizada , donde cada localidad no dependa de una sola empresa particular, apuntando a igualar las condiciones económicas del servicio para todo el país, extendiendo la idea de la equidad tarifaria .	5.1	10	17	0	

Para el problema de **medición inteligente** (ver Tabla 15) la visión de **implementar nuevos esquemas tarifarios** acordes a las **nuevas exigencias tecnológicas** (autos eléctricos por ejemplo), fue la visión que recibió mayor votación con acuerdo de 28 votos y 1 desacuerdos.

Por otro lado, la visión con mayor desacuerdo para este ítem es **fomentar que los usuarios controlen su consumo** a través de **medidores inteligentes**, lo cual permita **optimizar** la distribución temporal de sus consumos de potencia (no de energía), la que tuvo 25 acuerdos y 3 desacuerdos.

Por último, cuando se les pide a los participantes indicar por escrito la visión más importante, para el problema de **medición inteligente** ninguna de las propuestas fue votada.

Tabla 15: Listado de las visiones del financiamiento de la red del futuro y su tarificación ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (6/8)

Visiones del financiamiento de la red del futuro y su tarificación		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Visiones destacadas
			A	D	
6. Medición inteligente					
2. Implementar nuevos esquemas tarifarios acordes a las nuevas exigencias tecnológicas (autos eléctricos por ejemplo).	6.2	28	1	0	
1. Fomentar que los usuarios controlen su consumo a través de medidores inteligentes, lo cual permita optimizar la distribución temporal de sus consumos de potencia (no de energía).	6.1	25	3	0	

Para el problema de **aportes financieros de la generación distribuida, cogeneración y otras fuentes** (ver Tabla 16) la visión de **fomentar la sustentabilidad** de las **inversiones en eficiencia energética, recursos renovables, movilidad eléctrica**, fue la visión que recibió mayor votación con acuerdo de 23 votos y 1 desacuerdos.

Por otro lado, la visión con mayor desacuerdo para este ítem es ligar la regulación de la distribución con la **eficiencia energética**, lo que significa que al **distribuidor** se le debe **remunerar a su inversión y costos de operación y mantenimiento**, mediante un **proceso**



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
 “Estudios y propuestas”
 Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



tarifario transparente, regulado y que **incorpore instituciones imparciales**. Además que el estudio de costos y la **empresa modelo** se basen en **criterios más cercanos a la realidad**, la que tuvo 20 acuerdos y 6 desacuerdos.

Por último, cuando se les pide a los participantes indicar por escrito la visión más importante, para el problema de **aportes financieros de la generación distribuida, cogeneración y otras fuentes**, se votaron 2 visiones con un voto cada una, estas son: 1.-**Fomentarla sustentabilidad** de las **inversiones en eficiencia energética, recursos renovables, movilidad eléctrica** y 2.- Desarrollar un sistema de **distribución dinámico y flexible** en términos de gestión de la demanda y en los **activos de energía disponible**, permitiendo la **comercialización** de la producción de electricidad de gran escala y a pequeña escala (ejemplo: generación distribuida), con una tarificación acorde al tipo de consumo y/o generales, considerando además dentro de sus atributos el **potencial aporte a la calidad y seguridad del suministro** del sistema.

Tabla 16: Listado de las visiones del financiamiento de la red del futuro y su tarificación ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (7/8)

Visiones del financiamiento de la red del futuro y su tarificación		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Visiones destacadas
			A	D	
8. Aportes financieros de la generación distribuida, cogeneración y otras fuentes					
1. Fomentar la sustentabilidad de las inversiones en eficiencia energética, recursos renovables, movilidad eléctrica.	8.1	23	4	1	
2. Desarrollar un sistema de distribución dinámico y flexible en términos de gestión de la demanda y en los activos de energía disponible , permitiendo la comercialización de la producción de electricidad de gran escala y a pequeña escala (ejemplo: generación distribuida), con una tarificación acorde al tipo de consumo y/o generales, considerando además dentro de sus atributos el potencial aporte a la calidad y seguridad del suministro del sistema.	8.2	23	5	1	
3. Ligar la regulación de la distribución con la eficiencia energética . Lo anterior significa que al distribuidor se le debe remunerar a su inversión y costos de operación y mantenimiento , mediante un proceso tarifario transparente, regulado y que incorpore instituciones imparciales . Además que el estudio de costos y la empresa modelo se basen en criterios más cercanos a la realidad .	8.3	20	6	0	

Para el problema de **visiones generales que abarcan temas tratados en varios grupos** (ver Tabla 17) la alternativa de desarrollar un sistema de **distribución** que sea **eficiente económicamente, seguro, sustentable y de calidad** que, contribuya al **uso eficiente de la energía** por parte de los clientes. El sistema debiera ser **flexible** para responder a las **diversas necesidades** de los usuarios, incorporando **avances tecnológicos**, fue la visión que recibió mayor votación con acuerdo de 27 acuerdos y 1 desacuerdo.

Por otro lado, la visión con mayor desacuerdo para este ítem es desarrollar una **distribución** que se vincule con los objetivos estratégicos del país, avanzando hacia un **sistema flexible, moderno y de mutua colaboración** entre lo público y lo privado, la que tuvo 22 acuerdos y 4 desacuerdos.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
 “Estudios y propuestas”
 Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



Por último, cuando se les pide a los participantes indicar por escrito la visión más importante, para el problema de **visiones generales que abarcan temas tratados en varios grupos** la propuesta votada coincidió con la visión que obtuvo más acuerdos mencionada anteriormente, la que tuvo 2 menciones.

Tabla 17: Listado de las visiones del financiamiento de la red del futuro y su tarificación ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (8/8)

Visiones del financiamiento de la red del futuro y su tarificación		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Visiones destacadas
			A	D	
9. Visiones generales que abarcan temas tratados en varios grupos					
1. Desarrollar un sistema de distribución que sea eficiente económicamente, seguro, sustentable y de calidad que, contribuya al uso eficiente de la energía por parte de los clientes. El sistema debiera ser flexible para responder a las diversas necesidades de los usuarios, incorporando avances tecnológicos .	9.1	27	1	2	
2. Apuntar a mejorar la calidad de vida y la eficiencia productiva de sus usuarios, promoviendo el uso de la medición inteligente y las tarifas flexibles que les permita a los usuarios acceder a consumos con tarifas adecuadas o económicamente más atractivas.	9.2	26	1	0	
3. Colocar al ciudadano al centro, mejorando su calidad de vida al entregar un suministro con la calidad que desee y con la suficiente flexibilidad para que el distribuidor u otros agentes a través de la red puedan ofrecer servicios más allá de la simple capacidad de transporte de energía.	9.3	25	2	0	
4. Desarrollar una distribución que se vincule con los objetivos estratégicos del país, avanzando hacia un sistema flexible, moderno y de mutua colaboración entre lo público y lo privado.	9.4	22	4	0	



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



2.3 Grupo 3: Validación de las visiones de los modelos de negocios

A continuación, se presenta Tabla 18, Tabla 19, Tabla 20, Tabla 21 con las visiones de la distribución que se encuentran agrupadas según temática, tal como se encontraban en el formulario N°1. Dentro de cada tema se ordenaron las visiones de los participantes de mayor a menor importancia según el número de acuerdos que fueron registrados.

Para el tema de **habilitación de nuevos negocios** (ver Tabla 18) la visión de desarrollar una **red orientada** hacia los **servicios** que se **desarrollarán en el futuro**, con **suficiente flexibilidad** para **incorporar** aquella parte que efectivamente se implemente. Esta red debe estar abierta a las **posibilidades** que vaya generando la **tecnología**, incluyendo las **tecnologías** de carácter **colaborativo**, fue la visión que recibió mayor votación con acuerdo de 28 acuerdos y sólo 1 desacuerdo.

Por otro lado, la visión con mayor desacuerdo sólo tuvo 15 acuerdos y 12 desacuerdos. Esta visión es la de desarrollar y fomentar una **distribuidora** que **habilite** los **servicios** de **distribución**, tales como **eficiencia energética**, **generación distribuida**, etc.

Por último, cuando se les pide a los participantes indicar por escrito la visión más importante, para esta temática, la visión mayormente votada coincide con la visión que obtuvo más acuerdo con 3 nominaciones. También con 3 nominaciones está la visión de implementar una **red** de distribución **robusta**, que sea capaz de **soportar** o incorporar los **nuevos servicios**, teniendo como **foco** la **seguridad** y **calidad** del **servicio** del cliente final.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 18: Listado de las visiones de los modelos de negocio de la distribución ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (1/4)

Visiones de los modelos de negocio de la distribución		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Visiones Destacadas
			A	D	
1.-Habilitación de nuevos negocios					
9. Desarrollar una red orientada hacia los servicios que se desarrollarán en el futuro , con suficiente flexibilidad para incorporar aquella parte que efectivamente se implemente. Esta red debe estar abierta a las posibilidades que vaya generando la tecnología , incluyendo las tecnologías de carácter colaborativo .	1.9	28	1	3	
2. El regulador contará con mecanismos específicos para flexibilizar procedimientos , los cuales deberán ser definidos de antemano y que permitirán hacer ajustes en el tiempo . Es importante lograr un equilibrio entre la flexibilidad y la regulación .	1.2	27	1	0	
11. Diseñar una infraestructura y una regulación de distribución que invite al desarrollo de soluciones innovadoras y que permitan aumentar la calidad y cobertura de los servicios eléctricos .	1.11	27	3	0	
12. Implementar una red de distribución robusta , que sea capaz de soportar o incorporar los nuevos servicios , teniendo como foco la seguridad y calidad del servicio del cliente final.	1.12	27	2	3	
4. Fomentar una ciudadanía informada y empoderada, que pueda elegir entre distintas opciones que el mercado le ofrezca , premiando a los agentes que tienen buenas ideas con su preferencia.	1.4	26	3	0	
6. Desarrollar una red eléctrica sin barreras de entrada, efectiva en los procesos de conexión , con acceso abierto no discriminatorio. Esta red debe proveer soluciones de infraestructura para los usuarios y agentes que entreguen servicios de red tales como generación distribuida .	1.6	26	3	2	
8. Implementar una regulación que entregue los lineamientos necesarios para que las redes de distribución provean múltiples servicios a través de numerosos agentes (incluyendo autoproducción).	1.8	26	2	0	
5. Permitir servicios monopolícos eficientes con una adecuada calidad de servicio y seguridad del sistema.	1.5	21	6	0	
1. Desarrollar una distribución donde se permita establecer mecanismos de mitigación de riesgo ante la posible desadaptación de la red por la entrada masiva de recursos distribuidos, por ejemplo, mediante inversiones para tener una red más holgada y/o con más tecnología y en sistemas de predicción eficiente de penetración de recursos distribuidos conectados a la red.	1.1	20	8	0	
3. Los consumidores deben tener una visión global sobre el funcionamiento del sistema , conocer los distintos segmentos y saber qué es lo que pagan , cuánto pagan por ello y asociar que distintas empresas proveen servicios en la cadena logística (generación, transmisión y distribución).	1.3	20	7	0	
10. Desarrollar y fomentar una distribuidora que habilite los servicios de distribución , tales como eficiencia energética, generación distribuida, etc.	1.10	15	12	2	
7. Introducir un operador de mercado de distribución que administre transacciones físicas y comerciales entre todos los agentes (por ejemplo entre comercializadores y clientes).	1.7	14	9	0	

Para los temas de **nuevos modelos de negocios, integración horizontal y vertical, generación-distribución, diversos energéticos, gas-electricidad, sustitución energéticos y cooperativas, contratistas y servicios de pago** (ver Tabla 19). La visión de diseñar **redes de distribución** que construyan una **plataforma** de prestación de **servicios múltiples** en relación al tema 3, fue la visión que recibió mayor votación con acuerdo de 28 votos de acuerdo y 0 desacuerdos.

Por otro lado, de los 3 temas de la tabla 3 la visión con mayor desacuerdo fue para el tema 2 sobre entender que la **generación distribuida** y **almacenamiento** local serán el sistema **predominante** para suministro eléctrico. Esto le dará al **usuario final** beneficios que jamás ha tenido, ya que le podría generar **retribuciones económicas de largo plazo**, con los cuales puede incluso apalancarse y mejorar calidad crediticia. La GD puede ser un **motor** para el **desarrollo económico social** del país, la que sólo tuvo 14 acuerdos y 14 desacuerdos.

Por último, cuando se les pide a los participantes indicar por escrito la visión más importante, para estos 3 temas, la visión mayormente votada es establecer en la regulación un **modelo de**



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



negocio claro para los servicios monopólicos donde no puedan intervenir en otros servicios en que pueda primar la competencia, que tiene 2 votos.

Tabla 19: Listado de las visiones de los modelos de negocio de la distribución ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (2/4)

Visiones de los modelos de negocio de la distribución		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Visiones Destacadas
			A	D	
2.-Nuevos modelos de negocios					
4. Incentivar una concesionaria que entregue servicio de infraestructura de redes eléctricas, transformándose en una plataforma habilitante de mercados competitivos de servicios, emprendimientos innovadores en servicios de red (hardware y software) e iniciativas que aprovechen las nuevas tecnologías .	2.4	27	1		
3. Permitir empresas con amplia libertad para iniciar nuevos negocios y fomentar constantemente mantener una buena calidad de servicio .	2.3	23	5		
5. Regular para que las compañías propietarias de los fierros renten independiente del volumen de energía .	2.5	23	3		
1. Desarrollar una distribución donde se permita una alta penetración de ERNC distribuida , reduciendo las inversiones en líneas AT de alto impacto social y ambiental.	2.1	17	12		
2. Entender que la generación distribuida y almacenamiento local serán el sistema predominante para suministro eléctrico. Esto le dará al usuario final beneficios que jamás ha tenido, ya que le podría generar retribuciones económicas de largo plazo , con los cuales puede incluso apalancarse y mejorar calidad crediticia. La GD puede ser un motor para el desarrollo económico social del país.	2.2	14	14		
6. Establecer en la regulación un modelo de negocio claro para los servicios monopólicos donde no puedan intervenir en otros servicios en que pueda primar la competencia	2.6	14	12		
3. Integración horizontal y vertical, generación-distribución, diversos energéticos, gas-electricidad, sustitución energéticos					
5. Diseñar redes de distribución que construyan una plataforma de prestación de servicios múltiples .	3.5	28	0		
6. Permitir la participación de distintos agentes de otros mercados .	3.6	25	2		
7. Fomentar una distribución que sea eficiente , aprovechando todas las tecnologías disponibles y en constante interacción con otros mercados (tv, cable, telecomunicaciones).	3.7	25	2		
1. Desarrollar una distribución donde se permita una interacción fluida con el transporte eléctrico , tanto comercial como física (ej. diversos centros de carga, planes tarifarios para carga y descarga, etc.).	3.1	23	1		
3. Definir a la distribución como una empresas con posibilidad de entregar una amplia variedad de servicios , no sólo reduciéndola a una empresa de infraestructura.	3.3	21	7		
2. Fomentar empresas de distribución dinámicas e innovadoras que ofrezcan nuevos servicios y operen en competencia con otros sectores (telecomunicaciones y gas por ejemplo)	3.2	20	8		
4. Implementar una regulación, en términos de integración vertical y horizontal , que facilite /permita llegar a un equilibrio de mercado que otorgue un servicio más eficiente y que maximice el beneficio social.	3.4	19	8		
4.- Cooperativas, Contratistas y servicios de apoyo.					
1. Evaluar a todas las empresas prestadoras de servicios regulados y publicar rankings , fomentando a las mejores y castigando a las peores.	4	20	7		

Para los temas de **información como habilitador y comercializador, retail competition, flexibilidad tarifaria, tecnología y propiedad del medidor, certificación del medidor** (ver Tabla 20) la visión de desarrollar un servicio de **distribución** que le **entregue** suficiente **información** a los **usuarios** para que puedan gestionar la electricidad e internalizar posibles **ahorros** producidos por sus **decisiones** y la **inteligencia** del **sistema**, además de poder incorporar **otros servicios** que les agreguen valor, fue la visión que recibió mayor votación con acuerdo de 28 votos y 1 desacuerdo.

Por otro lado, la visión con mayor desacuerdo para estos ítems es mantener **clientes informados** y con poder de **elegir** a su distribuidora para que exista la **competencia**, la que sólo tuvo 15 acuerdos y 14 desacuerdos.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Por último, cuando se les pide a los participantes indicar por escrito la visión más importante, la visión mayormente votada coincide con la que tiene mayor acuerdos y está empatada con la visión de **identificar y tarificar los servicios regulados** con características monopólicas, y permitir la **competencia** en los **servicios** que están regidos libremente por la **oferta** y la **demanda**, con 2 nominaciones.

Tabla 20: Listado de las visiones de los modelos de negocio de la distribución ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (3/4)

Visiones de los modelos de negocio de la distribución		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Visiones Destacadas
			A	D	
5.- Información como habilitador					
1. Desarrollar un servicio de distribución que le entregue suficiente información a los usuarios para que puedan gestionar la electricidad e internalizar posibles ahorros producidos por sus decisiones y la inteligencia del sistema , además de poder incorporar otros servicios que les agreguen valor.	5.1	28	1	2	
2. Permitir una distribución donde exista acceso abierto a información de calidad , estandarizada y centralizada .	5.2	28	3	0	
3. Centrar el desarrollo futuro de la distribución en el despliegue de tecnología y uso de información (redes inteligentes, GD, medidores inteligentes, etc.) donde los consumidores pueden acceder a servicios diversos y remunerados acorde a la inversión realizada. La regulación debe ser lo suficientemente flexible para adaptarse a cambios tecnológicos e innovaciones en el mercado.	5.3	28	1	0	
4. Transformar a la distribuidora en una plataforma que habilite servicios/negocios a través del desarrollo de una red de comunicación y el intercambio de información de la red eléctrica.	5.4	24	4	0	
6. Comprometer a la industria y al gobierno para que los ciudadanos pueda entender el sistema eléctrico completo , transformando para esto a la información en el pilar principal .	5.6	16	14	0	
5. Mantener clientes informados y con poder de elegir a su distribuidora para que exista la competencia .	5.5	15	14	0	
6. Comercializador, Retail competition, flexibilidad tarifaria, tecnología y propiedad del medidor, certificación del medidor					
7. Identificar y tarificar los servicios regulados con características monopólicas, y permitir la competencia en los servicios que están regidos libremente por la oferta y la demanda .	6.7	27	1	2	
11. Identificar claramente los servicios regulados y separarlos de los servicios que pueden no ser regulados .	6.11	27	1	1	
4. Incentivar la formación de clientes informados y dispuestos a valorar las diversas alternativas de servicios y suministro eléctrico.	6.4	25	4	0	
6. Desarrollar un servicio moderno , digitalizado y con muchos servicios que los clientes puedan contratar o dar de baja en forma sencilla y flexible .	6.6	25	2	0	
1. Transformar la distribución y comercialización de Chile en pioneras en innovación , prestación de servicios a través de una regulación flexible y adaptable.	6.1	22	6	0	
9. Transformar la matriz energética en una red inteligente que permita un mercado innovador y competitivo , implementando tecnologías que minimicen el impacto en el medio ambiente (renovables) y desplazando lo más rápidamente posible las tecnologías contaminantes.	6.9	22	6	0	
3. Desarrollar un mercado que permita a clientes finales elegir la mejor forma de proveer los servicios eléctricos.	6.3	19	9	0	
2. Desarrollar un mercado abierto a la participación de múltiples actores en múltiples servicios. Este mercado debe ser fiscalizado constante y detalladamente para no permitir irregularidades y actividades anticompetitivas . Entre estos nuevos actores se destacan los generadores, comercializadores y empresas prestadoras de nuevos servicios, así como, personas naturales (clientes regulados) y un operador centralizado por concesión, éste último encargado de la operación técnica de todos los actores.	6.2	18	9	1	
5. Dar espacio para el ingreso de nuevos actores , tales como el comercializador (aunque hoy existen) pero sin limitar o restringir la participación de las empresas distribuidoras . Al final del día se busca mayor competencia para tener mejores precios, y ello se consigue con más actores.	6.5	18	9	0	
10. Implementar una red eléctrica inteligente que permitirá la creación de un mercado abierto de energía, manejado por software y estructurado como redes descentralizadas (BLOCK CHAIN). Esto democratizará el mercado , maximizando los beneficios al consumidor y abriendo un sinnúmero de oportunidades para innovar con nuevos modelos de negocios.	6.10	17	7	0	
8. Permitir al ciudadano elegir su energía primaria con especial énfasis en las ERNC.	6.8	16	13	0	

Para los temas de **tarifa flexible, respuesta y gestión de demanda, eficiencia energética y visiones generales** (ver Tabla 21) la visión de **Identificar** claramente cuales **servicios** deben



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3 “Estudios y propuestas” Informe consolidado **DOCUMENTO PRELIMINAR**



ser **regulados** y cuales pueden **desregularse**, fue la visión que recibió mayor votación con acuerdo de 30 votos y 0 desacuerdos.

Por otro lado, la visión con mayor desacuerdo para estos ítems es permitir que los ciudadanos tengan la opción de **proponer nuevos servicios o tarifas** desde la **ciudadanía**, la que sólo tuvo 15 acuerdos y 12 desacuerdos.

Por último, cuando se les pide a los participantes indicar por escrito la visión más importante, para estos ítems, recibieron una nominación cada una de las siguientes visiones: diseñar una **regulación** de la **distribución** que permita la **incorporación** de la **eficiencia energética** mediante **planes tarifarios específicos** y medibles, done además se **premie** su **incorporación**, siempre y cuando el **balance** entre **premio** y **beneficio** social sea positivo para la sociedad en su conjunto, y la visión de transformar el **mercado energético** en un **motor** del **desarrollo sustentable**, buscando el **beneficio económico** de la **sociedad** en su conjunto y respetando el cuidado del **medio ambiente**.

Tabla 21; Listado de las visiones de los modelos de negocio de la distribución ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (4/4)

Visiones de los modelos de negocio de la distribución		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Visiones Destacadas
			A	D	
7. Tarifa flexible					
	7.1 Permitir que los ciudadanos tengan la opción de proponer nuevos servicios o tarifas desde la ciudadanía	7.1	15	12	0
8. Valor y modelo de negocio del registro de consumo					
	1. Identificar claramente cuales servicios deben ser regulados y cuales pueden desregularse .	8.1	30	0	0
	2. Implementar un portal que identifique y describa cada uno de los servicios ofrecidos .	8.2	24	5	0
	3. Gestionar eficientemente el consumo de los usuarios al integrar la información de los suministros básicos (gas, agua, electricidad).	8.3	19	10	0
9. Respuesta y gestión de la demanda					
	1. Permitir la gestión energética de empresas conectadas a la red de distribución, incluyendo: provisión de servicios de respuesta de demanda , inyección de energía , almacenamiento , etc.	9	29	0	0
10. Eficiencia energética					
	10.1 Diseñar una regulación de la distribución que permita la incorporación de la eficiencia energética mediante planes tarifarios específicos y medibles, done además se premie su incorporación , siempre y cuando el balance entre premio y beneficio social sea positivo para la sociedad en su conjunto.	10.1	24	5	1
11. Visiones generales que abarcan temas tratados en varios grupos					
	4. Desarrollar un sistema de distribución integrador , que ofrezca múltiples servicios , sea pro-negocios y permita la colaboración entre los usuarios .	11.4	27	2	0
	3. Diseñar una red de distribución bidireccional , incorporándole la suficiente inteligencia para permitirle ser interactiva con los distintos agentes .	11.3	26	3	0
	1. Transformar el mercado energético en un motor del desarrollo sustentable , buscando el beneficio económico de la sociedad en su conjunto y respetando el cuidado del medio ambiente .	11.1	25	5	1
	2. Implementar una red de bajo costo , acceso universal y que sea estéticamente amigable con el entorno urbano (ejemplo: preservar condiciones mínimas de estética en el tendido aéreo de conductores).	11.2	20	9	0



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



2.4 Grupo 4: Validación de las visiones de los servicios de la red del futuro

A continuación, se presenta con las visiones de la distribución que se encuentran agrupadas según temática, tal como se encontraban en el formulario N°1. Dentro de cada tema se ordenaron las visiones de los participantes de mayor a menor importancia según el número de acuerdos que fueron registrados.

Para el tema de aporte remuneración de redes, subsidios cruzados, Net-metering/ billing/ PMDG/ GD (Generación Distribuida) (ver Tabla 22) la visión de aprovechar los **recursos energéticos distribuidos**, preferentemente los que sean **renovables** en un sistema eléctrico donde **cada chileno** tenga la posibilidad de **aprovechar** su **recurso energético** y pueda generar su energía propia. Además, permitir que empresas y personas puedan aprovechar este recurso y logren capitalizar su potencial, fue la visión que recibió mayor votación con acuerdo de 33 acuerdos y sólo 2 desacuerdos.

Por otro lado, la visión con mayor desacuerdo sólo tuvo 16 acuerdos y 15 desacuerdos. Esta visión es la de que se produce un **desarrollo explosivo** de la **generación distribuida** al abastecer el **aumento** de la **demandas**, desplazando la generación tradicional de gran escala. Las ofertas de proyectos **PMGD** y **residenciales** **satisfacen** mejor las **necesidades** de **pequeños** y **medianos consumidores**, con mejores costos y flexibilidad de condiciones.

Por último, cuando se les pide a los participantes indicar por escrito la visión más importante, para esta temática, la visión mayormente votada coincide con la visión que obtuvo más acuerdo con 2 nominaciones. También con 2 nominaciones está la visión de **no limitar** la instalación de GD a los **usuarios finales por capacidad instalada**, sino por potencia máxima inyectada a la red u otra medida de "impacto". Por ejemplo, una empresa o consumidor que posee un consumo punta de 1 MW no puede instalar GD de más de **100kW**, lo cual lo desincentiva.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

"Estudios y propuestas"

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 22: Listado de las visiones de los modelos de negocio de la distribución ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (1/6)

Visiones de los servicios de la red del futuro		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Visiones Destacadas
			A	D	
1. Aporte remuneración de redes, subsidios cruzados, Net-metering/billing/PMDG/GD (Generación Distribuida)					
5. Aprovechar los recursos energéticos distribuidos , preferentemente los que sean renovables (Ejemplo: solar y almacenamiento), en un sistema eléctrico donde cada chileno tenga la posibilidad de aprovechar su recurso energético y pueda generar su energía propia. Además, permitir que empresas y personas puedan aprovechar este recurso y logren capitalizar su potencial.	1.5	33	2		
8. Estandarizar y certificar soluciones de generación distribuida de forma que se facilite su instalación.	1.8	31	5		
2. Desarrollar una regulación que integre la generación distribuida , preparando las redes para ello, y minimizando costos , entre otros desafíos. Además, promover la GD considerando sus costos reales, el desarrollo de redes y la expansión territorial actual. Permitir la GD siempre que sea económicamente rentable .	1.2	28	7		
1. No limitar la instalación de GD a los usuarios finales por capacidad instalada , sino por potencia máxima inyectada a la red u otra medida de "impacto". Por ejemplo, una empresa o consumidor que posee un consumo punta de 1 MW no puede instalar GD de más de 100kW , lo cual lo desincentiva.	1.1	26	7		
6. Crear un esquema que incentive al usuario residencial a instalar los equipos necesarios y recuperar la inversión en un plazo razonable con una rentabilidad también razonable , debido a que probablemente sean los residenciales el principal generador distribuido en el futuro.	1.6	24	10		
7. Crear incentivos a través de concursos y fondos para el desarrollo tecnológico asociado a la generación distribuida .	1.7	20	9		
4. Permitir que las comunidades que cuenten con medidor totalizador (para la facturación) y remarcadores (sólo para comprobar o respaldar los consumos) puedan acceder a la GD flexibilizando el uso del remarcador como servicio individual.	1.4	18	9		
3. Se produce un desarrollo explosivo de la generación distribuida al abastecer el aumento de la demand a, desplazando la generación tradicional de gran escala. Las ofertas de proyectos PMGD y residenciales satisfacen mejor las necesidades de pequeños y medianos consumidores , con mejores costos y flexibilidad de condiciones.	1.3	16	15		
2. Almacenamiento, desafíos tecnológicos					
2. Incrementar los niveles de confiabilidad , abastecimiento y resiliencia de la red de distribución gracias a la operación coordinada de GD , respuesta de demand a, y almacenamiento de energía.	2.2	32	1		
3. Permitir que se aprovechen los progresos tecnológicos de manera tal de usarlos para el cumplimiento de los principales objetivos de políticas públicas . Calidad de servicio ; eficiencia energética ; descontaminación .	2.3	32	3		
4. Permitir avances tecnológicos , de mercado y de modelos de negocio que surjan a lo largo del tiempo.	2.4	30	2		
5. Probar los cambios tecnológicos con potencial de crecimiento exponencial al permitir la experimentación con clientes reales en zonas acotadas. Luego, si los resultados son exitosos permitir extender su implementación a la totalidad de los clientes.	2.5	29	3		
1. Desarrollar un Chile 100% renovable y líder en el desarrollo e implementación de tecnologías de energía inteligente (Smart grid, GD, almacenamiento) dando el ejemplo con una regulación simple, robusta y moderna y que pueda absorber el enorme potencial de crecimiento e innovación que tendrá esta industria.	2.1	27	7		

Para los temas de nuevos esquemas de planificación y operación (ver Tabla 23). La visión de considerar dentro del problema de optimización de la **planificación eléctrica** de la **red** un **número mayor** de **variables** y **restricciones** que den cuenta de las **realidades sociales**, urbanísticas medio ambientales, etc., y que apunte al **largo plazo**, para fomentar el desarrollo de una red más **segura**, **eficiente** y que permita **maximizar** no sólo el **beneficio** de la empresa distribuidora sino también el beneficio de la sociedad a la cual debe servir, fue la visión que recibió mayor votación con acuerdo de 30 votos de acuerdo y 3 votos de desacuerdos.

Por otro lado, la visión con mayor cantidad de desacuerdos es la de establecer un **plan** para el desarrollo de **generación distribuida**, donde los **precios** de venta de energía y potencia hacia la red sean **iguales** a las tarifas que paga el **consumo** y no un porcentaje de ellos. Por otra parte,



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



ampliar el límite de **100kW** para los clientes de mayor envergadura donde esto no impacte, recibió 11 acuerdos y 19 desacuerdos.

Por último, cuando se les pide a los participantes indicar por escrito la visión más importante, para estos 3 temas, la visión mayormente votada es desarrollar una distribución **flexible, amigable social y ambientalmente** que fomente **competencia, eficiencia energética y calidad de vida** de la población, que tiene 4 votos. Sin embargo, de forma controversial a esta la sigue la visión que obtuvo mayor desacuerdo con 3 votos.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 23: Listado de las visiones de los modelos de negocio de la distribución ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (2/6)

Visiones de los servicios de la red del futuro		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Visiones Destacadas
			A	D	
3. Nuevos esquemas de planificación y operación					
10. Considerar dentro del problema de optimización de la planificación eléctrica de la red un número mayor de variables y restricciones que den cuenta de las realidades sociales , urbanísticas medio ambientales, etc., y que apunte al largo plazo , para fomentar el desarrollo de una red más segura, eficiente y que permita maximizar no sólo el beneficio de la empresa distribuidora sino también el beneficio de la sociedad a la cual debe servir.	3.10	30	3	0	
6. Diseñar una regulación flexible que permita satisfacer las necesidades que tengan los clientes las distintas zonas geográficas donde éstos se encuentran ubicados. Todo esto con el objeto que los usuarios sientan que pagan un valor justo por el servicio que la distribución le entrega.	3.6	29	1	0	
1. Flexibilizar la regulación para integrar nuevas tecnologías , no sólo cuando sean económicamente competitivas , sino también cuando presenten una oportunidad de desarrollo local estratégico , innovación, aprendizaje, desarrollo tecnológico, etc.	3.1	28	6	0	
5. Desarrollar una distribución flexible, amigable social y ambientalmente que fomente competencia, eficiencia energética y calidad de vida de la población.	3.5	27	1	4	
7. Transformar a las distribuidoras en prestadoras de servicios a todos los agentes, tales como consumidores o GD, de tal forma que cada uno de ellos sienta que paga un precio justo y transparente cuando opte por los servicios de la distribuidora. Además, los usuarios deben recibir un servicio básico a un precio justo, de acuerdo a los estándares de calidad que se definan aceptables para las distintas zonas geográficas (urbanas y rurales).	3.7	27	4	0	
12. Desarrollar una regulación de distribución que converse con los objetivos de otros sectores (como la construcción) que permita su trabajo conjunto y no de manera individual como hoy en día. La integración de sectores es clave para el desarrollo de un país.	3.12	26	4	0	
4. Evolución de la matriz energética donde la demanda de energéticos sea suministrada principalmente por energía eléctrica , dejando de lado el uso de combustibles fósiles ineficientes y altamente contaminantes como la leña y el carbón.	3.4	25	6	0	
15. Habilitar la entrada de nuevos actores para la comercialización de energía.	3.15	25	8	1	
22. Permitir la entrada de la comercialización que habilite nuevos servicios energéticos para beneficiarse de la competencia y de los efectos de la innovación .	3.22	25	6	0	
13. Incentivar la GD de pequeña escala , así como sus servicios complementarios y agregadores para que ella pueda ofrecer las prestaciones necesarias de la red del futuro y pueda competir con la GD de mayor tamaño .	3.13	24	6	0	
14. Permitir a los clientes residenciales ser energéticamente autónomos (consumo de energía y potencia producida localmente) y usar la distribución solo como respaldo .	3.14	23	6	0	
19. Desarrollar una regulación que no castigue ni multe a las empresas que introduzcan nuevas tecnologías o nuevos modelos de negocio.	3.19	23	5	0	
3. Desarrollar mercados horizontalmente integrados , promoviendo la competencia con un rol activo de la generación y el consumidor, apoyados por la transmisión y distribución.	3.3	22	7	0	
8. Regular el mercado de la distribución con el fin de entregar el mejor servicio a los ciudadanos, que sea barato y de calidad , donde la innovación sea un pilar que el Estado se haga cargo de impulsar.	3.8	22	8	0	
18. Disponer de un sistema de distribución absolutamente regulado y normado sin áreas grises con responsabilidades claras de cada sector.	3.18	22	6	0	
20. Implementar una distribución que entregue un servicio de calidad , de alta confiabilidad y competitivo , con una o varias empresas dueñas de los “fierros” y otras empresas comercializadoras, donde el cliente sea un actor con posibilidades de comprar/vender de energía y con la posibilidad de proveer servicios a la red con precios flexibles .	3.20	22	10	0	
21. Desarrollar un mercado competitivo , como los multicarriers en comunicaciones , con integración de nuevas tecnologías, GD y flexibilidad de la red.	3.21	22	8	0	
16. Desacoplar el negocio de la comercialización energía de las empresas de distribución.	3.16	21	11	1	
17. Crear una única forma de regulación para todos los usuarios que les permita comercializar su energía independiente de si son clientes libres o regulados, consumidores, generadores o una combinación de ambos . Es decir, que cada usuario pueda participar del sistema de distribución como él elija dependiendo de la tecnología usada.	3.17	16	14	0	
9. Permitir una distribuidora que ofrezca servicios de red a través de soluciones monopólicas (fierros) y no monopólicas (baterías, GD, otros). Además, que permita el desarrollo de nuevos servicios no monopólicos que operen sobre la red (telecomunicaciones, gestión de carga, otros). La distribuidora sería el centro impulsor de estos nuevos negocios .	3.9	14	18	1	
11. Establecer un plan para el desarrollo de generación distribuida , donde los precios de venta de energía y potencia hacia la red sean iguales a las tarifas que paga el consumo y no un porcentaje de ellos. Por otra parte, ampliar el límite de 100kW para los clientes de mayor envergadura donde esto no impacte.	3.11	11	19	3	
2. Aprovechar las economías de escala y ámbito para proveer todos los servicios que un usuario requiera, sujeto a planificación territorial de la región en que inserta la concesión. La distribuidora remunerará su infraestructura por RPI-X de acuerdo al rendimiento de la red y quien se relaciona con el cliente final es un agregador que captura los precios de licitaciones de energía y las tarifas de agua, gas, comunicaciones, infraestructura y servicios complementarios .	3.2	10	15	0	



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Para los temas de transactive energy, telecomunicaciones y medición y **big data, distributed energy systems y transporte eléctrico** (ver Tabla 24) la visión de implementar una **red inteligente**, capaz de entregar la **información** de forma instantánea a todos los usuarios, donde se **integren tecnologías** de almacenamiento y vehículos eléctricos, y donde se tomen las decisiones de forma integrada. Todo esto en concordancia con el desarrollo urbano y ambiental, en conjunto con la visión de **gestionar** de manera **armónica, eficiente y sustentable** la **generación distribuida, movilidad eléctrica**, almacenamiento e internet de las cosas, fueron las visiones que recibieron mayor votación con acuerdo de 32 votos de acuerdo y 1 desacuerdo para la primera y 32 acuerdos y 2 desacuerdos para la segunda.

Por último, la visión a destacar, es la de disponer de un **sistema eléctrico eficiente y flexible** que permita múltiples **interacciones** de movilidad eléctrica, transporte, generación distribuida, comercialización. Tanto en **inyecciones** como **retiros**, sin la necesidad de estar permanentemente modificando la red, con 2 nominaciones.

Tabla 24: Listado de las visiones de los modelos de negocio de la distribución ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (3/6)

Visiones de los servicios de la red del futuro		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Visiones Destacadas
			A	D	
4. Transactive energy, telecomunicaciones y medición					
3. Implementar una red inteligente , capaz de entregar la información de forma instantánea a todos los usuarios, donde se integren tecnologías de almacenamiento y vehículos eléctricos, y donde se tomen las decisiones de forma integrada. Todo esto en concordancia con el desarrollo urbano y ambiental.	4.3	32	1	0	
1. Desarrollar una red con una alta calidad que sirva de plataforma para el intercambio de servicios entre la distribuidora y sus clientes, así como entre otros actores.	4.1	29	1	0	
2. Disponer de un sistema eléctrico eficiente y flexible que permita múltiples interacciones de movilidad eléctrica, transporte, generación distribuida, comercialización. Tanto en inyecciones como retiros , sin la necesidad de estar permanentemente modificando la red.	4.2	29	3	1	
4. Digitalizar el mercado de energía, donde existirá un sinnúmero de nuevos productos y servicios que crearán un mercado más amplio y competitivo . Todo esto manteniendo la calidad del servicio con foco en el consumidor gracias a una buena regulación con miras de futuro.	4.4	26	4	0	
5. Permitir que usuarios puedan transar localmente sus excedentes o déficits de energía con sus vecinos sin intervención de terceros.	4.5	17	11	0	
6. Resguardar la privacidad de los datos . La distribuidora debe ser el único ente (además del usuario) que tenga acceso a dicha información .	4.6	14	16	0	
5. Big data, distributed energy systems y transporte electric					
2. Gestionar de manera armónica, eficiente y sustentable la generación distribuida, movilidad eléctrica , almacenamiento e internet de las cosas.	5.2	32	2	0	
3. Digitalizar las redes de distribución , permitiendo un acceso abierto, especialmente a la energía solar y a las baterías .	5.3	31	1	0	
1. Posicionar a Chile como referente de los servicios de la red de distribución y recursos energéticos distribuidos en Latinoamérica.	5.1	27	7	0	
4. Incentivar las estaciones de carga y los servicios complementarios que entregan los VE para fomentar su uso y disminuir las aprehensiones de la gente.	5.4	24	6	0	

Para los temas de **medición inteligente, Consumo inteligente, Libertad de elección tarifaria y control de demanda, agregación de demanda** (ver Tabla 25) la visión de



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



potenciar la participación activa de los consumidores a partir de la **gestión de demanda**, fue la visión que recibió mayor votación con acuerdo de 31 votos y 1 desacuerdo.

Por otro lado, la visión con mayor desacuerdo para estos ítems es generar **mecanismos** para que los clientes conozcan sus proveedores y tengan la **información necesaria** para poder **elegirlos (comercialización)**, la que tuvo 24 acuerdos y 7 desacuerdos.

Por último, hubo un empate de 4 visiones al pedir la visión a destacar de los participantes.

Tabla 25; Listado de las visiones de los modelos de negocio de la distribución ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (4/6)

Visiones de los servicios de la red del futuro		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Visiones Destacadas
			A	D	
6. Medición inteligente, Consumo inteligente, Libertad de elección tarifaria					
1. Diseñar una red digital inteligente que utilice la información para hacerla más eficiente . Que les dé herramientas a los clientes finales para tomar decisiones . Una red abierta a nuevos agentes y múltiples servicios , que le aportan en calidad y nuevos servicios.	6.1	30	1	1	
4. Implementar la medición inteligente a nivel nacional , para que en el largo plazo todos los usuarios puedan beneficiarse de esta tecnología. No obstante, se debe definir qué es un medidor inteligente y cuáles son sus funcionalidades mínimas .	6.4	30	4	1	
3. Desarrollar una regulación considerando al cliente final en la toma de decisión sobre su consumo . Integrar demand response y con ello la entrega de información necesaria al cliente para que éste tome decisiones sobre su consumo y la tarifa que se le aplique.	6.3	29	2	0	
7. Extender los servicios energéticos como un ámbito donde los usuarios disponen de suficiente información para ejecutar su voluntad y tener más conciencia de los impactos en sus hábitos de consumo .	6.7	28	3	0	
2. Facilitar al usuario conocer sus consumos en el tiempo a través del acceso a medidores inteligentes , y así desarrollar proyectos de generación distribuida .	6.2	27	3	0	
5. Generar mecanismos para que los clientes conozcan sus proveedores y tengan la información necesaria para poder elegirlos (comercialización) .	6.5	24	7	1	
6. Producir el recambio de medidores a través de la empresa distribuidora o de forma particular, definiendo criterios mínimos que deben satisfacerse.	6.6	21	4		
7. Control de demanda, agregación de demanda					
1. <u>Permitir</u> la gestión de la demanda para que los clientes finales optimicen sus retiros considerando los precios u otro atributo relevante (emisión GHG, etc.) y que puedan aportar a la regulación del sistema resguardando su privacidad y facilitando la integración de distintos grupos (etarios, socioeconómicos).	7.1	31	2	0	
2. <u>Potenciar</u> la participación activa de los consumidores a partir de la gestión de demanda .	7.2	31	1	0	
4. Crear una distribución estable y de alta calidad que permita el libre acceso a la GD y que posibilite a los usuarios una mejor gestión de su consumo .	7.4	30	0	1	
3. Permitir a los consumidores acceder a productos de energía con distintas diferenciaciones . Además, permitir a los usuarios con un patrón de consumo más flexible acceder a tarifas más bajas en periodos de abundancia de generación renovable.	7.3	29	2	0	
6. Crear una plataforma que permita una gestión de la demanda eficiente y rápida, con los incentivos apropiados para integrarse a esa plataforma.	7.6	28	3	0	
5. Permitir una respuesta de la demanda útil para el usuario final (reducción de costos) y muy simple de implementar para que todos puedan acceder a ella.	7.5	27	4		

Para los temas de señales de precio, tarifas horarias (RTP), peak pricing (CPP), precios locales, integración al desarrollo de las ciudades y a los procesos de planificación urbana e integración a los procesos de planificación de otras redes (comunicaciones, cable, gas, agua, etc.) (ver Tabla 26) la visión con mayor cantidad de acuerdos es la de permitir el **desarrollo de ciudades limpias**, con alta penetración eléctrica y uso de **fuentes energéticas locales**, incluyendo el uso



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



múltiple de **recursos relacionados** para calor, agua, iluminación, transporte (energía como servicio), que obtuvo 32 acuerdos y 1 desacuerdo.

Por otro lado, la visión con mayor desacuerdo para estos ítems es financiar eficientemente un sistema de distribución donde el **mejor distribuidor** sea el que simultáneamente tenga **más usuarios conectados** y **menor energía fluyendo**. Bajo esta condición de borde los **usuarios** deberían **pagar** una red de **capacidad muy grande**, disponible 24 x 7 y eficiente económicamente, la que tuvo 7 acuerdos y 24 desacuerdos.

Por último, la visión a destacar, es la de disponer de introducir mayor **flexibilidad** en los **contratos** de **suministro** y **opciones tarifarias**, especialmente donde existan **más proveedores**, con 1 nominación.

Tabla 26: Listado de las visiones de los modelos de negocio de la distribución ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (5/6)

Visiones de los servicios de la red del futuro		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Visiones Destacadas
			A	D	
8. Señales de precio, tarifas horarias (RTP), peak pricing (CPP), precios locales					
1. Permitir al usuario elegir entre tarifas y múltiples servicios en forma fácil a través de una plataforma digital .	8.1	31	1		0
3. Introducir mayor flexibilidad en los contratos de suministro y opciones tarifarias , especialmente donde existan más proveedores .	8.3	23	5		1
4. Permitir una remuneración justa de la red , evitando que la distribuidora capture otros servicios que pueden ofrecerse sobre los activos de esta.	8.4	23	8		0
2. Financiar eficientemente un sistema de distribución donde el mejor distribuidor sea el que simultáneamente tenga más usuarios conectados y menor energía fluyendo . Bajo esta condición de borde los usuarios deberían pagar una red de capacidad muy grande , disponible 24 x 7 y eficiente económicamente.	8.2	7	21		0
9. Integración al desarrollo de las ciudades y a los procesos de planificación urbana					
1. Permitir el desarrollo de ciudades limpias , con alta penetración eléctrica y uso de fuentes energéticas locales , incluyendo el uso múltiple de recursos relacionados para calor, agua, iluminación, transporte (energía como servicio).	9.1	32	1		0
2. Diseñar una red amistosa con el medio ambiente , armoniosa con los planes reguladores de las ciudades .	9.2	31	0		0
4. Incorporar diseño urbanístico en la planificación y expansión de distintas redes de distribución. Ejemplos: red eléctrica, de comunicación, de cable, etc.	9.4	31	0		0
3. Establecer incentivos en la regulación eléctrica con el objeto de que la distribución pueda satisfacer las necesidades de planificación territoriales , tanto en las zonas urbanas como rurales, con el objeto de no afectar sustancialmente los servicios y costos de los usuarios de la red eléctrica.	9.3	26	4		0
10. Integración a los procesos de planificación de otras redes (comunicaciones, cable, gas, agua, etc.)					
1. Regular para que la distribución sea ordenada , simple , y sobre todo cómoda , aprovechando economías de escala y ámbito entre los servicios de agua, gas, calor, comunicaciones, etc. Así, el usuario final maximizará su bienestar, evitando la regulación de actividades particulares como la recarga del auto eléctrico.	10.1	21	1		0

Para los temas de visiones generales que abarcan temas tratados en varios grupos y visiones asociadas al Grupo 1 “El desarrollo de la red de distribución” (ver Tabla 27) la visión con mayor cantidad de acuerdos es la **regular** de manera **flexible** la red del futuro para asegurar la **participación** de **nuevos actores**, mejorar la **competitividad** en los **precios** e incentivar el uso de las **nuevas tecnologías**, que obtuvo 31 acuerdos y ningún desacuerdo.

Por otro lado, la visión con mayor desacuerdo para estos ítems es **permitir** la **inyección** y **retiro** de **clientes finales** en forma flexible, permitiendo el aprovechamiento de las nuevas



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



tecnologías para **minimizar costos** y tener un **servicio de calidad** de acuerdo con los mejores estándares, la que tuvo 25 acuerdos y 4 desacuerdos.

Por último, en la visión a destacar, hubo un empate entre 3 visiones, con 1 nominación cada una.

Tabla 27: Listado de las visiones de los modelos de negocio de la distribución ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada temática. (6/6)

Visiones de los servicios de la red del futuro		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Visiones Destacadas
			A	D	
11. Visiones generales que abarcan temas tratados en varios grupos					
2. Regular de manera flexible la red del futuro para asegurar la participación de nuevos actores, mejorar la competitividad en los precios e incentivar el uso de las nuevas tecnologías.	11.2	31	0		1
1. Generar las condiciones reguladoras necesarias para consolidar una red de distribución que asegure accesibilidad y participación a todos los habitantes del país en condiciones competitivas y de alta calidad y seguridad del suministro eléctrico.	11.1	30	1		1
4. Desarrollar una red de distribución que vaya a la par con el crecimiento del país, con una cobertura para todos los chilenos.	11.4	28	3		0
5. Desarrollar una distribución con foco en las mejoras de calidad de servicio al cliente, a través de los mecanismos más eficientes, innovadores y flexibles.	11.5	28	1		1
6. Implementar una red flexible y abierta que permita el acceso a todos los actores interesados para que presten los servicios.	11.6	28	1		0
3. Permitir la inyección y retiro de clientes finales en forma flexible, permitiendo el aprovechamiento de las nuevas tecnologías para minimizar costos y tener un servicio de calidad de acuerdo con los mejores estándares.	11.3	25	4		0
12. Visiones asociadas al Grupo 1 “El desarrollo de la red de distribución”					
1. Desarrollar una red eficiente en la cual las decisiones de inversión se efectúen integrando múltiples criterios integralmente, incorporando todas las tecnologías y aprovechando todos los recursos disponibles.	12.1	26	2		0

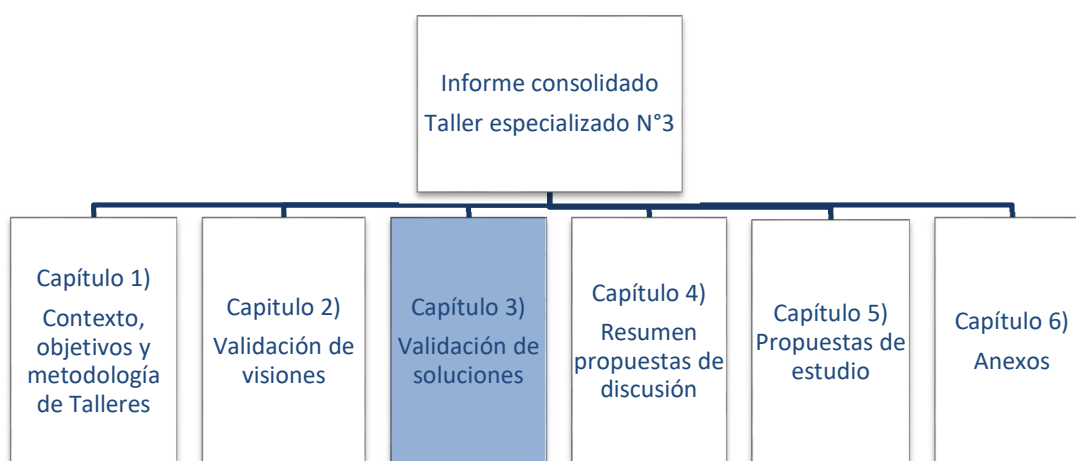


Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



CAPÍTULO 3: VALIDACIÓN DE SOLUCIONES

El Capítulo 3, destacado en la siguiente figura, presenta la validación de las soluciones que los participantes del taller desarrollaron a través del Formulario N°3 “Validación de Soluciones”. La lista completa de soluciones se encuentra en Anexos.



A través del Formulario N° 3 los participantes del taller pudieron validar cada solución planteada indicando su acuerdo o su desacuerdo. Estas soluciones responden a los problemas validados y priorizados durante Taller 2 “**Visión y soluciones**”. Además, durante la validación de las soluciones en el taller se dio a los participantes la opción de indicar explícitamente las cinco soluciones más destacadas y si deseaban agregar algún comentario o proponer alguna solución distinta. Este capítulo presenta la validación de las soluciones realizados a través del Formulario N°3 durante el taller.

Una vez finalizado el taller 3, el equipo PUC realizó un levantamiento estadístico fuera de línea de los acuerdos, desacuerdos y soluciones a destacar indicados por los participantes en el Formulario N°3 “**Levantamiento de soluciones**”. A continuación, se presentan los resultados de este levantamiento destacando las soluciones con mayor votación de preferencia, las soluciones con más acuerdos y más desacuerdos para cada uno de los 4 grupos.

3.1 Grupo 1: Validación de las soluciones del desarrollo de la red

En esta sección se presentan las soluciones asociadas al desarrollo de la red que corresponde al tema tratado en el grupo 1 durante el taller. Estas soluciones se presentan en tablas separadas por familias. La familia A está relacionada con la expansión de la red y la Familia B con la calidad de servicio, tal como se presentó en el formulario N°3 del taller a los participantes. Dentro de cada familia se ordenan las problemáticas de mayor a menor importancia según el ranking establecido por votación entre los participantes. Se destacan las soluciones más votadas, así como las que presentan mayor acuerdo y mayor desacuerdo.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
"Estudios y propuestas"
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



3.1.1 GRUPO 1: VALIDACIÓN DE LAS SOLUCIONES DE LOS PROBLEMAS DE LA FAMILIA A
"EXPANSIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN"

A continuación, se presentan las tablas que contienen las soluciones de los problemas consolidados de la familia A "Los habilitadores de nuevos negocios", tal como se encontraban en el formulario N°3 del taller 3 presentado a los participantes. Sin embargo, en este informe dentro de cada problema consolidado se ordenan las soluciones de los participantes de mayor a menor importancia según el número de acuerdos que fueron registrados.

La solución 6 resultó ser la más votada de la Familia A con **18 acuerdos y solo 1 desacuerdo** e intenta dar respuesta al problema la incorporación de los efectos de nuevos agentes, tecnologías y servicios en la planificación de la red (problema 4) mediante el establecimiento claro en la regulación sobre las condiciones de acceso a la red e interacción entre los agentes. Específicamente, la solución plantea lo siguiente *"establecer en la regulación con mucha claridad las condiciones de acceso e interacción entre los propietarios de las redes de distribución y los servicios, tanto en relación a los propios clientes como a terceros que deseen prestar servicios que requieren interactuar con las redes de distribución"*.

El segundo lugar lo registra la solución al problema 1 sobre eficiencia económica en el desarrollo y expansión de la red, donde la solución *"desarrollar una planificación efectiva y transparente con criterios claros y explícitos que asegure eficiencia económica y bajos costos de suministro"* registra **17 acuerdos y 2 desacuerdos**.

La solución con mayor grado de desacuerdo, con **4 acuerdos y 12 desacuerdos**, también relacionada al problema 1 sobre eficiencia económica en el desarrollo y expansión de la red, plantea *"licitar compra de equipos y otros activos en forma conjunta para reducir costos a las empresas"* (ver Tabla 6). La segunda solución con mayor número de desacuerdos se relaciona al problema 2 sobre reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas del país en la expansión y desarrollo de la red, cuya solución *"desarrollar sólo dos estándares, uno en zonas rurales y otro para zonas urbanas y compensar a los usuarios en los lugares donde no se cumplan dichos estándares"* recibió **3 acuerdos y 11 desacuerdos**.

La última columna de las Tablas N° 35 a 38, presenta el número de veces que los participantes destacaron explícitamente una solución como relevante en el Formulario N° 3. Se observan tres soluciones con la mayor votación, cada una con cuatro nominaciones"

Primero, *"Desarrollar una planificación efectiva y transparente con criterios claros y explícitos que asegure eficiencia económica y bajos costos de suministro"*, solución del Problema 1 *"asegurar eficiencia económica en el desarrollo y expansión de la red"*. Segundo, *"desarrollar planificación que integra formalmente nuevos agentes y servicios como modelos y estrategias validadas y aprobadas (incluir GD, clientes libres y otros)"* que también es una solución al Problema 1. Finalmente, la solución *"generar normas técnicas, calidad de servicio y calidad de*



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

"Estudios y propuestas"

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



producto diferenciadas por zona, esto en base a los indicadores anteriores (ruralidad, tipo de clientes, nivel de consumo....) diferenciando también la tarifa coherentemente", del problema 2 referente a "reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en la expansión y desarrollo de la red."

Tabla 28: Listado de las soluciones de la familia A ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (1/4)

Soluciones Familia A: Expansión de la red de distribución		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Soluciones destacadas
			A	D	
Problema 1: Asegurar eficiencia económica en el desarrollo y expansión de la red (trazados óptimos, relación entre redes y equipamiento, capacidad de red, uso básico de información y TICS, etc.). (Prioridad Alta)					
Rank de prioridad del problema consolidado 1°	1. Desarrollar una planificación efectiva y transparente con criterios claros y explícitos que asegure eficiencia económica y bajos costos de suministro	A1.1	17	2	4
	2. Desarrollar planificación que integra formalmente nuevos agentes y servicios como modelos y estrategias validadas y aprobadas (incluir GD, clientes libres y otros)	A1.2	15	4	4
	7. Incorporación de nuevas tecnologías para reducir costos, mejorar servicios y/o agregar nuevo valor a los clientes (tecnologías de información y comunicación, smart grid, etc.)	A1.7	15	4	1
	8. Generar incentivos correctos a la distribuidora para facilitar soluciones de abastecimiento eléctrico / energético alternativos a los fierros y cables y remunerarlas adecuadamente (ejemplos mencionados: eficiencia energética, gestión de la demanda, generación local)	A1.8	14	5	1
	6. Integración parcial de la infraestructura con otras concesionarias de servicio público donde esto agregue valor, reduzca impactos y costos (ejemplos mencionados: poliductos, canales de comunicación, etc.)	A1.6	12	3	0
	9. Implementación de mecanismos e instrumentos técnicos para reducir el costo y/o mejorar el servicio (ejemplos mencionados: aumento del nivel de tensión de media tensión, optimización de la topología)	A1.9	12	6	0
	4. Establecer franjas fiscales de distribución en zonas donde sea beneficioso (facilita el acceso, mejora la calidad, reduzca costos, etc.)	A1.4	10	9	0
	5. Integración parcial de operación, mantenimiento y administración de concesionarios de servicios públicos donde sea beneficioso (ejemplo mencionado: lectura de medidor)	A1.5	9	10	0
	3. Licitación compra de equipos y otros activos en forma conjunta para reducir costos a las empresas	A1.3	4	12	0
Problema 4: Incorporar formal, explícita y transparentemente en la planificación de la red potenciales efectos de nuevos agentes, tecnologías y servicios (PV residencial/PV comercial/PMGD/CHP/GD/Prosumers/Eficiencia Energética). (Prioridad Alta)					
Rank de prioridad del problema consolidado 2°	6. Establecer en la regulación con mucha claridad las condiciones de acceso e interacción entre los propietarios de las redes de distribución y los servicios, tanto en relación a los propios clientes como a terceros que deseen prestar servicios que requieren interactuar con las redes de distribución.	A4.6	18	1	1
	8. Contar con un sistema de información del sistema, redes, clientes y capacidades que permitan identificar los mercados potenciales e informar a todos los agentes simétrica y oportunamente, tanto a los nuevos agentes como a las distribuidoras.	A4.8	14	5	0
	9. Establecer una metodología sencilla para asignar el uso que hacen de la red los distintos actores y realizar un cobro transparente, sencillo y predecible (ejemplo mencionando: establecer un cargo único de conexión para integrar generadores distribuidos, GD, PMGD, etc. e ir revisándolo con cierta periodicidad)	A4.9	14	3	1
	3. Se deben desarrollar estudios sobre el efecto en la curva de demanda de la incorporación de nuevos agentes y servicios en las diferentes zonas .	A4.3	13	5	0
	4. Se deben desarrollar estudios sobre los beneficios y efectos no deseados de los nuevos agentes y servicios en las redes de distribución y al mismo tiempo el levantamiento de posibles soluciones técnicas para mitigar los problemas y potenciar sus beneficios.	A4.4	13	6	1
	7. Mejorar, modificar o crear los canales de interacción, de consultas, aclaraciones, inquietudes y reclamos , de forma que puedan dar respuesta rápida a los nuevos actores del mercado, levantar controversias y buscar soluciones.	A4.7	12	6	0
	2. Se deben desarrollar estudios públicos y validados por los agentes sobre las zonas y potencial de desarrollo de la generación distribuida (netbilling y PMGDs).	A4.2	11	8	1
	5. Desarrollar estudios y un proceso de normalización de las redes para conocer el estándar de las redes en las diversas zonas y alzarlo en las zonas problemáticas (diagnóstico para conocer capacidad de integrar nuevos agentes y tecnologías).	A4.5	11	6	0
	1. Se debe desarrollar una planificación de largo plazo abierta, participativa que se revise periódicamente donde todos los agentes interesados puedan presentar sus ideas y necesidades.	A4.1	10	8	2



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 29 : Listado de las soluciones de la familia A ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (2/4)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Soluciones Familia A: Expansión de la red de distribución		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Soluciones destacadas
			A	D	
Problema 2: Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en la expansión y desarrollo de la red. (Prioridad Alta)					
Rank de prioridad del problema consolidado 3°	5. Desarrollar redes más robustas donde se necesite para alcanzar un estándar mínimo a nivel nacional buscando un piso uniforme a lo largo del país , impulsando además mayores estándares en las zonas donde se justifique (instalaciones críticas, centros urb., etc.)	A2.5	16	2	3
	4. Incorporar al modelo tarifario (de la distribuidora, comercializadora o a quien corresponda) incentivos a la eficiencia y calidad diferenciados por zona .	A2.4	15	3	2
	2. Generar normas técnicas, calidad de servicio y calidad de producto diferenciadas por zona , esto en base a los indicadores anteriores (ruralidad, tipo de clientes, nivel de consumo....) diferenciando también la tarifa coherentemente.	A2.2	13	5	4
	10. Desarrollar estándares para zonas urbanas, rurales e intermedias , y mecanismos de incentivos para las desviaciones de estos.	A2.10	13	1	0
	6. Flexibilizar no sólo los objetivos de calidad de acuerdo a la diferentes realidades , sino también la forma de cumplirlos. Permitir implementar diferentes soluciones para cumplir objetivos de calidad técnica-comercial en las diferentes zonas (ejemplo mencionado: más oficinas comerciales por cliente en el sur y más soluciones digitales en las grandes orbes)	A2.6	12	6	0
	1. Hacer estudios periódicos caracterizando las zonas geográficas (por ejemplo: ruralidad, tipo de clientes, nivel de consumo, clima, dificultad para mantención de redes, aislamiento de redes, recursos y generación local, desarrollo industrial, polos de desarrollo urbano, etc.) que permitan establecer diferentes estándares y tarifas.	A2.1	11	6	0
	3. Migrar del modelo de empresa de referencia a un modelo por empresa individual .	A2.3	11	7	2
	8. Promover la utilización o interoperabilidad de estos sistemas de información para que sirva todas las aplicaciones que las distribuidoras requiera además de la información para clientes, municipios, reguladores y otras partes interesadas con los resguardos de privacidad que sean necesarios.	A2.8	10	5	1
	14. Autorizar a empresas para realizar podas/talas de árboles que afecten la calidad de suministro	A2.14	10	5	0
	9. Realizar un levantamiento de información para conocer las necesidades de las personas de comunidades aisladas y no solo su disposición de pago , facilitando construir soluciones específicas para ellos.	A2.9	9	5	0
	7. Desarrollar un sistema información geográfica público con la ubicación detallada de las demandas eléctricas y licitar dichos suministros (elegir la mejor oferta en términos de costo-calidad para cada zona).	A2.7	8	9	0
	13. Normar faja fiscal subterránea para desarrollo de redes.	A2.13	8	5	0
	12. Clasificar las empresas distribuidoras y cooperativas según cantidad y tipos de clientes para poder evaluar en forma independiente cada una de ellas, y que esta evaluación (Ranking de calidad) sea reflejado en las tarifas	A2.12	7	8	0
	11. Desarrollar sólo dos estándares, uno en zonas rurales y otro para zonas urbanas y compensar a los usuarios en los lugares donde no se cumplan dichos estándares.	A2.11	3	11	0
Problema 5: Aprovechar la creciente digitalización (de la red, de las empresas, de las personas, etc.) para reducir costos y mejorar la planificación y operación de la red (monitoreo, transparencia, fiscalización, etc.), información a todas las partes (incluido cliente) . (Prioridad Media)					
Rank de prioridad del problema consolidado 4°	4. Establecer un sistema de información público , con datos de la red, capacidad, trazados, holguras, expansiones, tasas de falla e información de los proyectos en ejecución (similar a lo a lo que se está haciendo para la transmisión).	A5.4	13	0	3
	2. Establecer obligaciones de introducción de tecnologías para monitoreo, operación, medición, etc. (ejemplo mencionado: sistematizar el cambio paulatino de medidores por medidores inteligentes). Toda la información utilizarla para mejorar la planificación, la operación, información a diversas partes.	A5.2	12	3	1
	5. Coordinar y alinear económicamente y técnicamente la penetración de GD para lo que se requiere tener información pública, transparente y actualizada sobre las factibilidades técnicas de integración de conexión por zona, alimentador o punto de conexión (ejemplo mencionado: mapa online de factibilidad GD Inglaterra).	A5.5	11	2	0
	1. Invertir en planes piloto y /o pruebas de concepto que permitan evaluar tecnologías información, comunicaciones y control y el comportamiento de estas en una red de prueba, cuyo objetivo sea gestionar la información de una red de distribución para demostrar el uso/costo y beneficio agregado de estas.	A5.1	9	6	1
	3. Se debe ser explícito en el nivel tecnológico que debe tener cada empresa de acuerdo a su realidad para garantizar la disponibilidad de información oportuna y confiable para el cliente y para utilizarla el modelamiento de la red de distribución.	A5.3	5	7	0

Tabla 30 : Listado de las soluciones de la familia A ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (3/4)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Soluciones Familia A: Expansión de la red de distribución			Acuerdo / Desacuerdo		Soluciones destacadas
			A	D	
N°					
Problema 3: Incorporar rol de la eficiencia energética en la expansión de la red. (Prioridad Media)					
Rank de prioridad del problema consolidado 5°	3. Desacoplar la remuneración de las distribuidoras de las ventas de energía para eliminar el desincentivo a la eficiencia energética y luego establecer metas de eficiencia junto con incentivos/castigos para alcanzarlas.	A3.3	12	2	2
	2. Implementar sistema de monitoreo que realmente, registre y facilite la operación, registro y monitoreo de distribución. La información registrada, además de ser útil para la distribuidora, lo será para los clientes, el regulador, etc.	A3.2	10	2	0
	1. Incorporar estándares mínimos de eficiencia en la operación y suministro energético y establecer incentivos para aquello. Esto incluye estándares mínimos para equipamiento y criterio de diseño.	A3.1	9	4	2
	4. Establecer en norma técnica la eficiencia mínima de ciertos equipos, MEPS (Minimum Energy Performance Standard) y establecer estándares mínimos de eficiencia para las soluciones de red nuevas, estimadas con metodologías claramente establecidas.	A3.4	9	3	1
	5. Facilitar que en la remuneración del equipamiento se reconozca la mayor inversión producto de la mayor eficiencia exigida.	A3.5	7	4	0
	8. Licitar soluciones de monitoreo en proyecto piloto para probarlas, medir sus beneficios y costos reales y eventualmente integrarlas como un estándar de bajo costo a la red vía licitación masiva. Esto podría permitir soluciones innovadoras, vía concursos y emprendimientos. Se podría hacer algo similar con otras nuevas tecnologías de eficiencia energética.	A3.8	6	6	1
	6. Otorgar valoración específica a criterios de eficiencia energética a la hora de evaluar propuestas / contratos / proyectos	A3.6	4	8	0
	7. Caracterizar la red o zonas de la red para poder aplicar criterios de eficiencia energética diferenciados por zona.	A3.7	4	7	0
Problema 7: Desarrollar una planificación formal y coordinada con otros segmentos de la red (transmisión zonal/subtransmisión y transmisión nacional/troncal). (Prioridad Media)					
Rank de prioridad del problema consolidado 6°	2. Facilitar la interacción y el intercambio de información entre el coordinador de la transmisión y el planificador de distribución (que puede ser la distribuidora o un agente independiente)	A7.2	11	1	1
	1. Definir un proceso de planificación de largo plazo con tiempo de desarrollo prolongados con el fin de permitir la coordinación con los planificadores de los otros segmentos de la red, para así planificar en conjunto	A7.1	9	4	1
	5. Proponer estándares de cada proceso de planificación (energético, transmisión y distribución), establecer los responsables de cada uno de los procesos.	A7.5	8	4	0
	3. La planificación coordinada debe limitarse a los límites entre transmisión y distribución , pues una planificación totalmente centralizada solo traería sobreinversión.	A7.3	7	5	1
	4. Tomar en cuenta la planificación de la transmisión en los estudios tarifarios de distribución y que lo planificado sea obligatorio .	A7.4	4	6	0
Problema 9: Falta de integración de procesos de planificación de red con otras políticas de desarrollo urbano (planes reguladores, desarrollo urbano, planes de salud y descontaminación). (Prioridad Media)					
Rank de prioridad del problema consolidado 7°	1. Se requiere un upgrade de instituciones de desarrollo urbano tal que exista la interacción de la red de ductos con los planes reguladores	A9.1	10	2	1
	2. Facilitar la interacción y envío de información entre la autoridad y el encargado de desarrollar la planificación en distribución (ejemplos mencionados: que la autoridad entregue datos del desarrollo urbano periódicamente a las planificador de distribución, establecer una plataforma en conjunto de se publique planes, licitaciones, etc.)	A9.2	10	1	0
	3. Establecer procedimientos de coordinación para políticas de desarrollo urbano y la obligatoriedad de cumplimiento de todas las instituciones involucradas (Por ejemplo municipios, vialidad, etc.). Establecer la estructura funcional y las responsabilidades de cada una de las instituciones involucradas.	A9.3	10	1	0
	4. Resolver incoherencias entre la regulación eléctrica y otras legislaciones relacionadas con planificación urbana (MOP, SERVIU, Municipalidades) para evitar encarecer las redes por ineficiencias y diferencias de criterios entre los distintos organismos.	A9.4	8	0	0

Tabla 31 : Listado de las soluciones de la familia A ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (4/4)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Soluciones Familia A: Expansión de la red de distribución		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Destacado Top 5
			A	D	
Problema 10: Falta de coherencia con otras industrias como gas, diésel, transporte, telecomunicaciones y otros servicios básicos al planificar la expansión.					
Aprovechamiento de economías de ámbito y reducción de impactos. (Prioridad Baja)					
Rank de prioridad del problema consolidado 8°	1. Crear una agencia nacional de regulación que norme e integre los procesos de mantenimiento aéreo y subterráneo de redes y los procesos comerciales, a fin de que se generen ahorros a los usuarios domiciliarios por sinergias (ejemplos mencionados: unificación de procesos de lectura y reparto de boletas, unificación de boleta de consumos domiciliarios, normativa global para ductos y normativa para uso de estructuras para apoyo de otras empresas)	A10.1	4	5	0
	3. Establecer una plataforma de información (licitaciones, futuras construcciones, etc.) en conjunto de forma que la información pueda ser cruzada y analizada . Ello generaría nuevas oportunidades, optimización, eficiencias, etc.	A10.3	4	3	0
	2. Permitir la ampliación de múltiples giros a la empresa de infraestructura, para avanzar a un gran monopolio natural regulado como el “utility”. Esto facilitaría la coordinación con otras industrias e instituciones.	A10.2	3	5	0
	4. La planificación conjunta podría traer problemas de sobreinversión , considerando en particular que las telecomunicaciones son cada día más inalámbricas y la distribución de está reduciendo con la generación distribuida. Por otro lado, las redes subterráneas son casos aislados dentro del total de las redes, que en su mayoría son aéreas.	A10.4	3	4	0
Problema 8: Incrementar la cobertura eléctrica considerando comunidades aisladas para avanzar hacia la cobertura universal. (Prioridad Baja)					
Rank de prioridad del problema consolidado 9°	2. Entregar a las regiones la gestión de estos procesos , en línea con los requerimientos, desafíos y expectativas más locales en zonas de baja densidad que lo requieran, pues no todos los proyectos en estas zonas son rentables.	A8.2	5	2	0
	3. Definir territorialmente zonas o polos de desarrollo o cobertura por microrredes , con expansión o desarrollo asignado a privados o a los municipios	A8.3	5	2	0
	1. Licitación la construcción de redes de distribución y permitir que las distribuidoras u otros privados las construyan y entreguen el servicio de mantención de soluciones individuales o microrredes, cobrando tarifas reguladas.	A8.1	4	2	0
	4. Entregar a las regiones la gestión de estos procesos , en línea con los requerimientos, desafíos y expectativas más locales	A8.4	4	3	0
	5. Eliminar modelo de tarificación por empresa de referencia , y pasar a un modelo por empresa individual que incorpore incentivos a la eficiencia y a mejorar calidad de servicio	A8.5	3	3	0
Problema 6: Necesidad de un operador técnico y/o de mercado (DSO) en distribución en algunas zonas y condiciones. (Prioridad Baja)					
Rank de prioridad del problema consolidado 10°	3. Desarrollar un estudio para identificar las condiciones en las que un sistema de distribución debe incluir DSO (tamaño, flujos por la red, cantidad de tipos de usuarios, cantidad de servicios que usan la red, etc.)	A6.3	7	2	0
	2. El rol del DSO lo debe cumplir la propia empresa distribuidora primero por economías de alcance existente entre la operación técnica y/o de mercado y segundo por posibles problemas de coordinación y responsabilidades.	A6.2	6	2	1
	6. Regular la responsabilidad de coordinación de la empresa de Dx al interior de sus redes y también la coordinación entre estos y el coordinador del sistema.	A6.6	6	0	0
	4. Se debe desarrollar un estudio para determinar el alcance que tendría un DSO , en términos de actividades y procesos de coordinación con otros agentes de distribución y operadores de red.	A6.4	4	2	0
	1. Se debe crear un DSO por cada área de concesión haciéndolo independiente de la propiedad de las redes para permitir un mercado competitivo, transparente, sin discriminación ni limitaciones arbitrarias	A6.1	3	5	0
	5. Modelar red de forma detallada se requiere antes de que se pretenda gestionar y operar técnica y económicamente.	A6.5	3	2	0
	7. En zonas aisladas geográficamente debieran integrarse mucho más fuertemente a los municipios y entidades como la SEC o CNE cumplir un rol de monitoreo .	A6.7	3	4	0



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



3.1.2 GRUPO 1: VALIDACIÓN DE LAS SOLUCIONES DE LOS PROBLEMAS DE LA FAMILIA B
“CALIDAD DE SERVICIO”

A continuación se presenta la Tabla 32 y Tabla 33 son las soluciones de los cuatro problemas consolidados de la familia B “Los nuevos modelos de negocio”, tal como se encuentran en el Formulario N°3 del taller 3. Para cada problema consolidado se ordenaron las soluciones de los participantes de mayor a menor importancia según el número de acuerdos que fueron registrados.

La solución más votada con **11 acuerdos y 0 desacuerdos** plantea como solución al problema de la propiedad del medidor (problema 6) dejarlo como activo de la red y por lo tanto llevarlo al VAD. Esto es, *“dejar la propiedad del medidor y del empalme como parte del activo de la red y remunerarlo a través del estudio VAD, de tal forma que el cliente vea el beneficio de tener medición o monitoreo inteligente, independiente de si el cliente pueda o no pagar”*.

En segundo lugar más votado con **9 acuerdos y 3 desacuerdos** es para la solución 1 del problema sobre la falta definición clara sobre acceso, cobertura y confiabilidad más allá de lo establecido para avanzar hacia la cobertura nacional (problema 2) y plantea lo siguiente *“establecer definiciones de estándares de calidad y confiabilidad con mucho mayor detalle, que permitan su estudio, modelación y simulación, además de transparentar el monitoreo de cumplimiento de su fiscalización”*.

Por otro lado, la solución con mayor grado desacuerdo, con **2 acuerdos y 10 desacuerdos**, es la N. 6 también asociada al problema 2 y tiene relación con desarrollar procesos participativos que incluyan a la comunidad. En particular la solución 6 es la siguiente *“desarrollar procesos participativos que incluyan a la comunidad involucrada para definir cuáles son las necesidades, las urgencias y cómo deben implementarse”*. Además, en el mismo problema 2 la solución 7 que plantea lo siguiente *“promover el desarrollo de soluciones cooperativas de auto suministro en comunidades y agrupaciones de clientes tanto dentro como fuera de la zona de concesión de las distribuidoras (ejemplos mencionados: comunidades solares)”* recibió **5 acuerdos y 8 desacuerdos** siendo la segunda solución de menor grado de acuerdo de la Familia B.

La última columna de las tablas 32 y 33 presenta el número de veces que los participantes destacaron explícitamente una solución como relevante en el Formulario N° 3. Se observa la solución de *“dejar la propiedad del medidor y del empalme como parte del activo de la red y remunerarlo a través del estudio VAD, de tal forma que el cliente vea el beneficio de tener medición o monitoreo inteligente, independiente de si el cliente pueda o no pagar”*, relacionada al problema 6 sobre la propiedad del medidor y la información que se genera. Esta solución recibió 3 nominaciones por los participantes, siendo una de las más votadas en el Taller y de la familia B.

Tabla 32 : Listado de las soluciones de la familia B ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (1/2)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Soluciones Familia B: Calidad de servicio			Acuerdo / Desacuerdo		Soluciones destacadas
			N°	A	
Problema 1: Reconocer diversidad de realidades de las distintas zonas geográficas y empresas del país en términos de calidad de servicio. (Prioridad Alta)					
Rank de prioridad del problema consolidado 1°	1. La calidad de servicio no debería relacionarse con aspectos socio-económicos	B1.1	2	1	0
	2. Clasificar las empresas distribuidoras y cooperativas según cantidad y tipos de clientes para poder evaluar en forma independiente cada una de ellas, y que esta evaluación (Ranking de calidad) sea reflejado en las tarifas.	B1.2	2	1	0
	3. Normar faja fiscal subterránea para desarrollo de redes.	B1.3	2	1	0
	4. Autorizar a empresas para realizar podas/talas de árboles que afecten la calidad de suministro	B1.4	2	1	0
Problema 2: Falta de definición clara sobre acceso, cobertura y confiabilidad más allá de lo establecido para avanzar hacia la cobertura nacional. (Prioridad Alta)					
Rank de prioridad del problema consolidado 2°	1. Establecer definiciones de estándares de calidad y confiabilidad con mucho mayor detalle , que permitan su estudio, modelación y simulación, además de transparentar el monitoreo de cumplimiento su fiscalización.	B2.1	9	3	2
	4. Hacer estudio para estimar costos de cumplimiento de metas de confiabilidad y desglosarlo por zona/localidad. Similarmente, estudiar los beneficios.	B2.4	9	4	1
	5. Establecer incentivos a las distribuidoras para que mediante soluciones innovadoras, entreguen más cobertura y confiabilidad a bajo costo, especialmente en comunidades aisladas o zonas poco atractivas.	B2.5	9	4	2
	2. Desarrollar metas de cobertura/acceso tomando en cuenta los distintos tipos de soluciones tecnológicas potenciales (redes, microredes, soluciones individuales FV-diesel, etc.) y sus costos.	B2.2	8	4	0
	3. Desarrollar una definición de acceso que vaya más allá de tener o no algo de electricidad y permita describir la condición o calidad del acceso, costo del mismo, etc. (ejemplos mencionados: no es lo mismo tener cobertura diesel algunas horas al día que estar conectado a red, las microredes económicas tiene limitaciones de calidad y cobertura).	B2.3	5	7	0
	7. Promover el desarrollo de soluciones cooperativas de autosuministro en comunidades y agrupaciones de clientes tanto dentro como fuera de la zona de concesión de las distribuidoras (ejemplos mencionados: comunidades solares).	B2.7	5	8	1
	6. Se deben desarrollar procesos participativos que incluyan a la comunidad involucrada para definir cuáles son las necesidades, las urgencias y cómo deben implementarse las soluciones.	B2.6	2	10	0



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 33 : Listado de las soluciones de la familia B ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (2/2)

Soluciones Familia B: Calidad de servicio		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Soluciones destacadas
			A	D	
Problema 4: Mejorar el monitoreo y la fiscalización usando TICs , información en línea y creciente digitalización con foco en requerimientos del cliente. (Prioridad Media)					
Rank de prioridad del problema consolidado 3°	3. Instaurar monitoreo y fiscalización de uso de TICs se imponga a través de la norma técnica , pero también reconocerlo en la tarifa ya sea a todos los usuarios o a los usuarios de nuevos servicios.	B4.3	8	0	1
	1. Aumentar inversión en tecnología , siempre dando la opción al cliente, de forma de realizar los cambios paulatinamente y en un proceso transitorio	B4.1	7	1	1
	2. Iniciar un proceso de recambio de medidores por medidores inteligentes de forma de contar con información en tiempo real, conocer y fiscalizar los consumos (de parte del cliente y el comercializador, incorporar tarifas horarias, etc.)	B4.2	7	1	1
	4. Desarrollar una red de comunicaciones moderna e independiente	B4.4	5	4	0
	6. Hacer un concurso público en donde se invite a la comunidad tecnológica (start-up's, pymes tecnológicas, universidades, etc.) a proponer soluciones que además puedan ser implementadas como piloto.	B4.6	4	4	0
	5. Sumar agentes gestores de la red de comunicaciones y de los datos	B4.5	3	5	0
Problema 5: Transparentar la Información de servicio y de red: uso y acceso a la información para el cliente , el generador distribuido y otras empresas interesadas (Prioridad Media)					
Rank de prioridad del problema consolidado 4°	1. Habilitar a ciertos agentes (ejemplo: distribuidora, comercializador) a acceder a información del usuario como los perfiles de consumo diario o los consumos mensuales, asimismo habilitar sistemas de información para que el usuario acceda de manera fácil a su propia información.	B5.1	8	4	1
	3. Definir zona y alimentador indicando su grado de dificultad para incorporar la generación distribuida , sin revelar información de los usuarios, similar a lo que se realiza en Inglaterra.	B5.3	7	3	1
	2. Permitir que toda la información de consumos individuales, inyecciones, retiros e información de la red se encuentre libremente disponible a través de una plataforma pública y de libre acceso .	B5.2	5	7	1
Problema 6: Definir aspectos sobre la propiedad del medidor y la información que se genera, además de asegurar la seguridad de esta información. (Prioridad Baja)					
Rank de prioridad del problema consolidado 5°	2. Dejar la propiedad del medidor y del empalme como parte del activo de la red y remunerarlo a través del estudio VAD, de tal forma que el cliente vea el beneficio de tener medición o monitoreo inteligente, independiente de si el cliente pueda o no pagar.	B6.2	11	0	3
	3. Establecer estándares precisos sobre el tipo de medidor que como sociedad queremos instalar y normar uso de la información.	B6.3	9	2	1
	1. Establecer que el medidor debe ser de propiedad de un tercero (no el cliente), pudiendo ser el tercero la misma distribuidora u otro organismo que administre los equipos y su información.	B6.1	6	5	0
Problema 3: Incorporar sistemas simplificados de resolución de conflictos adaptado a las realidades de los clientes (oficinas de reclamos en empresas y nuevos medios de comunicación). (Prioridad Baja)					
Rank de prioridad del problema consolidado 6°	3. Promover el uso de tecnología e internet para facilitar los sistemas de resolución de conflictos.	B3.3	6	0	0
	1. Dotar a la SEC de sistemas modernos y eficientes que permitan a la gente plasmar sus necesidades.	B3.1	4	1	0
	2. Realizar encuestas a los clientes sobre eventuales problemas, ya sea de forma presencial, telefónica o escrita a través de redes de comunicación de todo tipo.	B3.2	4	2	0
	4. Incorporar incentivos a las distribuidoras en función de métricas predefinidas, teniendo en cuenta el sentido amplio de la calidad de servicio comercial.	B3.4	4	1	0



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



3.2 Grupo 2: Validación de las soluciones para el financiamiento y tarificación de la red

En esta sección se presentan las soluciones asociadas al financiamiento y tarificación que corresponde al tema tratado en el grupo 2 durante el taller. Estas soluciones se presentan en tablas separadas por familias. La familia A está relacionada con los problemas actuales de la tarificación y la Familia B y C los problemas futuros (remuneración, tarifas y contratos), tal como se presentó en el formulario N°3 del taller a los participantes. Dentro de cada familia se ordenan las problemáticas de mayor a menor importancia según el ranking establecido por votación entre los participantes. Se destacan las soluciones más votadas, así como las que presentan mayor acuerdo y mayor desacuerdo.

3.2.1 GRUPO 2: VALIDACIÓN DE LAS SOLUCIONES DE LOS PROBLEMAS DE LA FAMILIA A RELACIONADOS CON LOS PROBLEMAS ACTUALES DE LA TARIFICACIÓN

A continuación, se presenta la Tabla 34, Tabla 35, Tabla 36, Tabla 37 con las soluciones de los problemas consolidados de la familia A, tal como se encontraban en el formulario N°3. Dentro de cada problema consolidado se ordenan las soluciones de los participantes de mayor a menor importancia según el número de acuerdos que fueron registrados.

La solución más votada se relaciona al problema 8 sobre la necesidad de avanzar más en temas de flexibilidad tarifaria para las empresa, pues el modelo regulatorio actual es rígido, donde la solución de **desacoplar la renta** de empresas de distribución del **volumen de venta de energía**, recibió la mayor votación con 23 acuerdos y 0 desacuerdos (ver Tabla 37). A este lo sigue el problema 9 de desarrollar **tarifas más flexibles**, con precios que podrían cambiar en el **tiempo**, en distintas zonas de la red o bajo ciertas condiciones críticas, que registra la solución de **desacoplar la renta** de una **empresa** de distribución **del volumen de venta de energía** para facilitar la existencia de tarifas flexibles con usuarios que estarían dispuestos a interactuar con la red: tomar más o menos energía, permitir manejo de artefactos, comprar/vender, acomodarse a horarios registra 23 acuerdos y 1 desacuerdo (ver Tabla 36)

La solución con mayor grado de desacuerdo es la del **árbitro divergente** que simplemente elije o da la razón a una de las dos proposiciones divergentes en relación al problema 3 de **proceso de tarificación** debería ir evolucionando, en especial acorde al **desarrollo institucional**, por ejemplo, introducir al panel de expertos, al público y a los privados con 2 acuerdos y 16 desacuerdos (ver Tabla 34). La segunda solución con mayor número de desacuerdos se relaciona con el problema 1 de que las **áreas típicas y la empresa modelo** no reflejan todas las diferentes **realidades nacionales** para remunerar correctamente la distribución, cuya solución que plantea desarrollar un **estudio tarifario por comuna** que incentivar la **calidad y entreguen señales de eficiencia económica** claras (es decir, que exista un áreas típica por comuna), recibió 5 votos a favor y 16 votos en contra (ver Tabla 34)



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



La última columna de las tablas, presenta el número de veces que los participantes destacaron explícitamente una solución como relevante en el Formulario N° 3. Se observa una solución claramente preferida entre los participantes con 8 nominaciones. Ésta se refiere al problema 1 de que las **áreas típicas y la empresa modelo** no reflejan todas las diferentes **realidades nacionales** para remunerar correctamente la distribución y propone desarrollar un **estudio tarifario por empresa** que incentive la **calidad** y entregue **señales de eficiencia económica** claras (es decir, que exista un área típica por empresa). Luego la sigue con 5 nominaciones, la solución de buscar la eficiencia económica a través de diferentes **mecanismos de incentivos** a la distribuidora. Entregar incentivos a la distribuidora para mejorar en los siguientes aspectos, en relación al problema 2 de que la búsqueda de la **eficiencia económica** en la operación, desarrollo y financiamiento de la distribución es un problema prioritario. Se requiere mantener acotados las tarifas acorde al servicio que se presta.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 34: Listado de las soluciones de la familia A ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (1/4)

Soluciones Familia A: Problemas actuales de la tarificación vía área típica		Acuerdo / Desacuerdo		Soluciones destacadas
N°	A	D		
Problema 1: Las áreas típicas y la empresa modelo no reflejan todas las diferentes realidades nacionales para remunerar correctamente la distribución. (Prioridad alta)				
1. Desarrollar un estudio tarifario por empresa que incentive la calidad y entregue señales de eficiencia económica claras (es decir, que exista un área típica por empresa)	A1.1	22	3	8
4. Mejorar el concepto de empresa modelo incorporando los nuevos servicios y agentes en la distribución.	A1.4	16	3	0
8c. Estimación de potencial de corto y mediano plazo de la generación distribuida en las zonas (penetración, producción, tipos de tecnologías, etc., para conocer potenciales impactos y necesidades).	A1.8c	16	0	0
5. Agrupar estudios tarifarios para empresas muy pequeñas o similares (cooperativas por ejemplo) cuando amerite, con la intención de limitar la cantidad, complejidad y costos de los estudios, pero igualmente reflejar la realidad de las organizaciones pequeñas.	A1.5	15	6	0
6. Divulgar más los estudios tarifarios , más allá de solo subir documentos, permitiendo y facilitando el acceso a todos los agentes y público en general (WEB interactiva), haciéndolos más transparentes y desafiables (al explicitar criterios, supuestos y memorias de cálculo de detalladas) .	A1.6	15	4	0
8. Realizar estudios previos al estudio tarifario que le sirvan como input y que permitan objetivizar, transparentar y validar los cálculos y estimaciones de parámetros , reducir espacios a la discrepancia, e ir acercando posiciones entre regulado y regulador (por áreas geográficas, área de concesión u otra clasificación a definir):	A1.8	15	3	1
8b. Estimación del comportamiento de la demand a para contar con información fidedigna y transparente	A1.8b	15	1	0
8d. Estudio de costos de componentes y equipos más transparentes y validados .	A1.8d	15	1	0
9. Desarrollar metodologías simples para estimar uso de la red que aseguren la remuneración adecuada de la red existente.	A1.9	15	2	0
8e. Calculo de algunos factores esenciales para el cálculo de tarifas finales (ejemplo: Factor de coincidencia)	A1.8e	14	2	0
7. Mejorar la definición de áreas típicas para que refleje las diferentes realidades, incluyendo diversos factores climáticos, sociales, de recursos energéticos entre otros.	A1.7	10	9	0
8a. Estudio que determine la clasificación de los sectores/zonas en unidades homogéneas (concepto similar a Áreas típicas pero más detallado, respaldado y transparente)	A1.8a	8	8	0
2. Desarrollar un estudio tarifario por comuna que incentive la calidad y entreguen señales de eficiencia económica claras (es decir, que exista un área típica por comuna)	A1.2	5	16	0
3. Desarrollar un estudio tarifario por:	A1.3	1	2	0
Problema 3: Proceso de tarificación debería ir evolucionando, en especial acorde al desarrollo institucional , por ejemplo, introducir al panel de expertos, al público y a los privados (Prioridad alta)				
4a. Panel de Expertos que estudie y resuelva discrepancias	A3.4a	22	2	0
8. Hacer exigible todo aquello que se quiera fiscalizar a través de su incorporación en la norma técnica y de esta forma reconocer y hacer explícitas dichas exigencias en el proceso de tarificación.	A3.8	21	1	0
9. Implementar un registro de personas o instituciones interesadas en el proceso tarifario que puedan participar en los procesos de socialización de los mismos.	A3.9	20	1	1
2. Incluir el cálculo de tarifas finales dentro del estudio tarifario, pues actualmente culmina en el VAD, sin llegar a las tarifas finales. Actualmente es la CNE la que define ciertos factores (factor de coincidencia, horas de uso) mediante los cuales posteriormente llega a la tarifa final. Estos factores deben ser parte del estudio integral.	A3.2	19	3	1
3. Eliminar la ponderación 1/3 – 2/3 de los estudios tarifarios de empresa y regulado actual y pasar al desarrollo de un único estudio a cargo del regulador , en el cual las empresas distribuidoras, pero también otros agentes (empresas GD, operador de la red, asociación de consumidores) puedan cuestionar. Las discrepancias las resuelve una institución para la resolución de controversias conformada por profesionales independientes y con alto conocimiento del sector.	A3.3	19	3	4
4. Establecer una institución para la resolución de controversias .	A3.4	18	0	3
5. Establecer mecanismos de socialización, publicación y cuestionamientos que ayuden a acercar posiciones antes de llevar la discrepancia a la institución para la resolución de controversias (ejemplo mencionado: establecer audiencias públicas, permitir plantear observaciones en instancias iniciales / intermedias del estudio)	A3.5	18	3	0
7. Realizar un proceso tarifario público, participativo y transparente (a lo menos en temas de mayor inversión y largo plazo como construcción de subestaciones primarias o sus ampliaciones).	A3.7	17	4	0
6. Permitir el desarrollo de un único estudio realizado por un consultor supervisado por la autoridad y las empresas , abriendo, tecnificando y resolviendo cada diferencia. (Armonizar con regulación de transmisión que también desarrolla un estudio único).	A3.6	14	9	1
1. Diseñar un VAD que tenga una componente mínimo no disputable en el tiempo con pocas variaciones durante la vida útil de la infraestructura y el resto variable que se adapte de acuerdo a cambios tecnológicos y necesidades de nuevos servicios.	A3.1	12	9	0
4b. Comité específico para cada uno de los estudios tarifarios. El Comité lo elige el regulador, la empresa y uno por sorteo o por acuerdo (referencia: la tarificación de las aguas)	A3.4b	7	10	0
c. Árbitro divergente : El árbitro simplemente eliee o da la razón a una de las dos proposiciones divergentes	A3.4c	2	16	0



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 35: Listado de las soluciones de la familia A ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (2/4)

Soluciones Familia A: Problemas actuales de la tarificación vía área típica		Acuerdo / Desacuerdo		Soluciones destacadas
N°		A	D	
Problema 2: La búsqueda de la eficiencia económica en la operación, desarrollo y financiamiento de la distribución es un problema prioritario. Se requiere mantener acotados las tarifas acorde al servicio que se presta. (Prioridad alta)				
2c. Disminuir horas de indisponibilidad	A2.2c	21	0	0
2. Buscar la eficiencia económica a través de diferentes mecanismos de incentivos a la distribuidora. Entregar incentivos a la distribuidora para mejorar en los siguientes aspectos:	A2.2	20	1	5
2a. Eficiencia energética	A2.2a	19	0	1
2b. Calidad de servicio técnica / comercial	A2.2b	18	0	0
2e. Provisión de nuevos servicios	A2.2e	18	1	0
2f. Fomento a la competencia	A2.2f	18	2	0
2d. Innovación	A2.2d	16	1	0
4. Exigirles a las concesionarias llevar una contabilidad aún más transparente y de manera más pública de tal forma de retroalimentar las tarifas, mejorar la transparencia hacia las personas y permitir una fiscalización simplificada y permanentemente	A2.4	16	3	1
1. Aprovechar sinergias con proveedores de otros servicios , especialmente en la etapa de planificación de obras (barrios/edificios).	A2.1	14	4	0
3. Definir modelo de financiamiento de costos totales eficientes (y no sólo inversión). Además se debe establecer criterios claros de eficiencia para la determinación de los costos que no corresponden a inversiones.	A2.3	14	6	1
5. Mejorar la representación de la empresa modelo a la realidad nacional (ejemplo mencionado: considerar tercerización de actividades de la empresa modelo, que la empresa real no tiene derecho a huelga o que no existe necesariamente un mercado de “contratistas” en todo el mundo rural)	A2.5	12	5	0
7. Estandarizar diseños básicos de alimentadores y esquemas de operación	A2.7	12	6	0
6. Remover subsidios cruzados gradualmente, introduciendo el concepto de poblaciones prioritarias (rurales, zonas extremas).	A2.6	10	7	0
Problema 6: El proceso de fijación del Valor Agregado de Distribución (valor medio de los costos de la red de distribución) requiere mejoras en cuanto a la profundidad, antecedentes utilizados, transparencia, frecuencia de desarrollo, etc. (Prioridad media)				
2f. Mejorar la contabilidad regulatoria al uniformar y estandarizar la información.	A6.2f	18	0	0
2b. Permitir que estudio sea público y trazable con modelos disponibles a todo el público en general	A6.2b	16	2	0
2e. Reducir la asimetría de información entre el regulador y el concesionario.	A6.2e	16	0	0
2c. Monitorear diversas variables claves para la tarificación (pérdidas, demandas, curva de tratos, incobrables, etc.)	A6.2c	15	1	0
1b. Estimación del comportamiento de la demanda	A6.1b	14	0	0
1c. Estimación de la generación distribuida	A6.1c	14	0	0
2d. La revisión del VAD ante cambios relevantes en los supuestos. (Demanda/Norma Técnica/Fusiones entre concesionarias/Nuevos servicios/Eventos relevantes como terremotos/ etc.)	A6.2d	14	2	0
3. Establecer metas de eficiencia energética (EE) con incentivos en caso de cumplir.	A6.3	13	3	0
1d. Estudio de costos de componentes y equipos	A6.1d	11	1	0
1e. Calculo de algunos factores esenciales para el cálculo de tarifas finales (ejemplo: Factor de coincidencia)	A6.1e	10	2	0
2. Mejorar el proceso de fijación del VAD en los siguientes aspectos	A6.2	10	0	1
1a. Estudio que determine la clasificación de los sectores en unidades homogéneas (concepto similar a Áreas típicas)	A6.1a	8	5	0
1. Realizar estudios previos al estudio tarifario que le sirvan como input y que permitan ir acercando posiciones entre regulado y regulador (por áreas geográficas, área de concesión u otra clasificación a definir)	A6.1	3	3	2
2a. Aumentar la frecuencia	A6.2a	3	13	0
4. No se requieren cambios pues va está toda la información y los modelos	A6.4	2	14	0



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 36: Listado de las soluciones de la familia A ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (3/4)

Soluciones Familia A: Problemas actuales de la tarificación vía área típica		Acuerdo / Desacuerdo		Soluciones destacadas
N°		A	D	
Problema 5: Falta de flexibilidad de la tasa de costo de capital. La regulación debiera permitir una tasa que se adapte a las condiciones del mercado. (Prioridad media)				
1. Establecer un rango min-max suficientemente atractivo para inversionistas no especulativos para que la rentabilidad de un negocio se ajuste al nivel de riesgo asociado, el cual puede mutar por diversas razones.	A5.1	20	2	0
2. Desarrollar un estudio periódico y vinculante con mecanismo objetivo de solución de controversias.	A5.2	20	2	1
4. Mantener una tasa de costo capital estable, teniendo una visión de largo plazo, que incentive la permanencia de los agentes, su estabilidad, asegurando adecuada retribución por un servicio básico, infraestructura moderna y estable en el tiempo. Se requiere de inversiones de largo plazo y estabilidad de esta tasa debe tener esa visión.	A5.4	15	7	1
3. Establecer una tasa flexible según calificaciones de riesgo de mercado y evaluaciones de desempeño de la concesionaria. La tasa de costo de capital debe ser distinta para cada empresa de distribución, considerando que el riesgo de capital es distinta en cada una de ellas y podría ser flexible en el tiempo, en el caso de contingencias puntuales, pero en régimen permanente las tasas debieran mantenerse o no tener cambios bruscos (revisiones cada 4 o 5 años para no generar tanta incertidumbre en los inversionistas).	A5.3	12	8	0
Problema 9: Se deben desarrollar tarifas más flexibles, con precios que podrían cambiar en el tiempo, en distintas zonas de la red o bajo ciertas condiciones críticas. (Prioridad media)				
1. Desacoplar la renta de una empresa de distribución (propietaria de los fierros) del volumen de venta de energía para facilitar la existencia de tarifas flexibles con usuarios que estarían dispuestos a interactuar con la red: tomar más o menos energía, permitir manejo de artefactos, comprar/vender, acomodarse a horarios.	A9.1	23	1	3
2. Implementar tecnologías de medición de consumo eléctrico que permitan ir más allá de las tarifas BT1, BT2, y BT3 y generar nuevas opciones tarifaria que reflejen el costo de oportunidad para el sistema de consumo a lo largo de las diferentes épocas del año.	A9.2	21	0	0
4. Estudiar consumos y definir tarifas flexibles convenientes tanto para el sistema completo como para el usuario final.	A9.4	16	0	0
5. Utilizar tarifas flexibles como el instrumento que traspase al consumidor las oportunidades del desarrollo tecnológico. Ej: Tarifas por bloques horarios.	A9.5	16	1	0
3. Lograr que todos los usuarios tengan medida de potencia y de energía horario para permitir distribuir sus consumos en el tiempo y capitalizar ahorros de ello.	A9.3	15	4	1
8. Liberalizar tarifas a clientes que opten por ello (de todos los tamaños). Permitir a cualquiera ser cliente libre y	A9.8	15	4	3
9. Separar o identificar subsidios cruzados entre tarifas para lograr tarifas que reflejen los costos reales del sistema.	A9.9	12	5	0
7. Liberalizar tarifas a clientes no domiciliarios.	A9.7	8	11	0
6. Obligar a las distribuidoras a ofrecer Tarifas por bloques horarios	A9.6	6	12	0
Problema 4: Conflicto y divergencias: Falta de congruencia en los estudios de costos que reflejan posiciones diversas entre la autoridad y las empresas. (Prioridad media)				
1a. Panel de Expertos que estudie y resuelva discrepancias.	A4.1a	16	1	0
3. Realizar un estudio único con bases participativas parece una buena forma de abordar la tarificación en distribución. Debiera copiarse el esquema que se usa en transmisión troncal (hoy nacional).	A4.3	12	6	0
2. (IGUAL A SOLUCIÓN PROBLEMA 3) Establecer mecanismos de socialización, publicación y cuestionamientos que ayuden a acercar posiciones antes de llevar la discrepancia a la institución para la resolución de controversias (ejemplo mencionado: establecer audiencias públicas, permitir plantear observaciones en instancias iniciales / intermedias del estudio)	A4.2	8	4	0
1b. Comité específico para cada uno de los estudios tarifarios. El Comité lo elige el regulador, la empresa y uno por sorteo o por acuerdo (referencia: la tarificación de las aguas)	A4.1b	6	8	0
1. (IGUAL A SOLUCIÓN PROBLEMA 3) Establecer una institución para la resolución de controversias. Estas pueden ser las siguientes	A4.1	3	0	0
1c. Árbitro divergente: El árbitro simplemente elije o da la razón a una de las dos proposiciones divergentes.	A4.1c	2	11	0



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 37: Listado de las soluciones de la familia A ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (4/4)

Soluciones Familia A: Problemas actuales de la tarificación vía área típica		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Soluciones destacadas
			A	D	
Problema 8: Falta avanzar más en temas de flexibilidad tarifaria para las empresas, pues el modelo regulatorio actual es bastante rígido, en especial en cuanto al esquema tarifario (Prioridad baja)					
1. Desacoplar la renta de empresas de distribución (propietaria de los fierros básicamente) del volumen de venta de energía , lo que facilita la existencia de tarifas flexibles con usuarios que estarían dispuestos a interactuar con la red: tomar más o menos energía, permitir manejo de artefactos, comprar/vender, acomodarse a horarios.	A8.1	23	0	1	
3. Incorporar nuevas tarifas , en la medida que propicien el desarrollo eficiente de la red, un comportamiento nacional de los consumidores y favorezcan la consecución de otros objetivos (Incorporación GD, PV, etc.). Con todo, las nuevas tarifas deben garantizar el retorno a la inversión de los dueños de instalaciones.	A8.3	18	2	0	
5. Invertir en medición inteligente y en general modernización de las redes , lo que podría entregar flexibilidad tarifaria a las empresas, permitiéndoles gestionar su consumo de mejor forma. Incluir un sistema simple para el usuario general y mayores opciones para usuarios más avanzados. Incluir tarifa de emergencia para aliviar condiciones de racionamiento (la sobre-recaudación puede derribarse por true-up).	A8.5	16	2	0	
2. Introducir más agentes que compitan para obtener mayor flexibilidad en tarifas y para lograr el equilibrio entre oferta y demanda . Esto logrará mejorar también estándares de calidad de servicio . Hoy en día es el segmento distribución el que tiene la mayor tasa de fallas.	A8.2	14	6	1	
4. Lograr que todos los usuarios tengan medida de potencia y de energía horario que le permitiría distribuir sus consumos en el tiempo a través de la tecnología actual que permitiría gran flexibilidad en la medición y consecuentemente en las tarifas . (Cambio de ley en especial sobre la tarifa BT1).	A8.4	13	3	0	
Problema 10: Otros: Se debe superar la falta o incongruencia de criterios técnicos y límites arbitrarios en la tarificación para mejorar en el tiempo. (Prioridad baja)					
3. Monitorear diversas variables claves para la tarificación (pérdidas, perfiles de demanda, incobrables, etc.) con financiamiento de las empresas.	A10.3	14	1	1	
7. Definir explícitamente los criterios técnicos previo a cada fijación de tarifas y su cumplimiento en el tiempo (hay cambios que requieren plazos largos de implementación).	A10.7	14	1	0	
4. Avanzar a una definición estricta de parámetros en la ley (Factores de coincidencia, número de horas de uso, etc.).	A10.4	13	3	0	
8. Hacer que el medidor sea responsabilidad de empresa , pues ya no se requiere que los clientes sean dueños de estos equipos (servía para estimular electrificación de barrios).	A10.8	12	4	1	
2. Disminuir el tiempo de aviso para cambio de tarifa (menor a los 12 meses actuales)	A10.2	11	6	2	
5. Revisar anualmente los ingresos de las distribuidoras pues con este desacople los subsidios cruzados son neutros para la distribuidora, y responderían simplemente a temas de carácter más social que técnico, bajo decisión de la autoridad.	A10.5	11	4	0	
6. Considerar espacios para revisiones ante cambios relevantes en los supuestos del estudio anterior. (Demanda/Norma Técnica/Fusiones/Nuevos servicios/Eventos relevantes como terremotos/ etc.).	A10.6	11	3	0	
1. Bajar límite de potencia para que un cliente pueda optar a régimen libre o regulado , en definitiva solo los clientes domiciliarios sean regulados y a partir de consumos más altos como de pymes se pueda optar.	A10.1	10	8	1	
Problema 7: El Valor Agregado de Distribución no refleja el costo real de inversión en distribución. (Prioridad baja)					
2. Incorporar factores que den cuenta de aportes de terceros como fondos de desarrollo regional , inmobiliarios, municipalidades y ajusten el valor de la inversión a considerar en la tarifa .	A7.2	10	4	0	
3. Realizar un estudio único por cada empresa de distribución que eliminaría parte de la distorsión generada por las áreas típicas que pertenecen a una misma empresa distribuidora.	A7.3	9	5	1	
5. Financiar todos los costos eficientes para la prestación de los servicios, conforme a los estándares de calidad y continuidad de servicio predefinidos mediante remuneración o tarifa para el sistema de distribución.	A7.5	8	4	0	
1. Encargar la determinación del VAD a un equipo de consultores verdaderamente independientes de las empresas y	A7.1	7	6	0	
4. Desarrollar más equidad tarifaria y subsidio del estado a sectores más vulnerables como en modelo sanitario .	A7.4	6	6	0	
Problema 11: Falta avanzar en equidad , tanto en aspectos de tarificación como de calidad . (Prioridad baja)					
1. Incorporar todo el territorio nacional a la equidad tarifaria .	A11.1	7	5	0	



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



3.2.2 GRUPO 2: VALIDACIÓN DE LAS SOLUCIONES DE LOS PROBLEMAS DE LAS FAMILIAS B Y C RELACIONADOS CON LOS PROBLEMAS FUTUROS DE LA REMUNERACIÓN TARIFAS Y CONTRATOS

A continuación se presenta Tabla 38, Tabla 39, Tabla 40 que contienen las soluciones de los cuatro problemas consolidados de las familias B y C, tal como se encuentran en el Formulario N°3. Para cada problema consolidado se ordenaron las soluciones de los participantes de mayor a menor importancia según el número de acuerdos que fueron registrados.

La solución más votada es relacionada al problema 6 diseñar la tarificación para que los **nuevos agentes y servicios** sean **indiferentes para los dueños** de los “fierros” (desacoplar las ventas de las distribuidoras de su remuneración) referente a identificar **incentivos para viabilizar los cambios de paradigma** que experimentará el sector y habilitar el desarrollo de nuevos agentes y la provisión de nuevos servicios, con 22 acuerdos y 0 desacuerdos (ver Tabla 40). En segundo lugar, la solución de **desplegar la medición y las redes inteligentes** (SmartGrid), las cuales potenciarán la red de distribución como plataforma de nuevos servicios, por ejemplo al introducir la tele-medida y el tele-comando, considerando siempre todos los costos alternativos al momento de querer cambiar los actuales sistemas de medición, relacionada al problema 4 sobre la necesidad de **nuevos esquemas de medición** que habiliten **nuevas tarifas**, con 20 acuerdos y 0 desacuerdos (ver Tabla 39).

Por otro lado, la solución con mayor desacuerdo es mantener la actual remuneración de las distribuidoras dependiendo parcialmente de la venta y energía (establecer un plan estudiado para ir desacoplando de forma de evitar aumentar los costos de suministro a personas, relacionada al problema 3 sobre el **riesgo** de financiamiento de la **red** podría **incrementarse al reducir la cantidad de energía consumida** por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes y a la definición de nuevos objetivos (GD, eficiencia energética, etc.), con 4 acuerdos y 13 desacuerdos (ver Tabla 38). A este, lo sigue la solución del problema 1 relacionado con identificar **incentivos para viabilizar los cambios de paradigma** que experimentará el sector y habilitar el desarrollo de nuevos agentes y la provisión de nuevos servicios, cuya solución de permitir la **participación de las distribuidoras** en la remuneración que se genere de los nuevos servicios o que esta pueda proveerlos y percibir la remuneración cuando existan claras ventajas competitivas (ejemplo: dar servicio de internet en zonas rurales recibió 14 votos a favor y 10 votos en contra (ver Tabla 38).

La última columna de las tablas 45 al 47 presenta el número de veces que los participantes destacaron explícitamente una solución como relevante en el Formulario N° 3. Se observa la solución de desacoplar el **financiamiento de la red de los ingresos**, reduciendo el peso relativo del **pago por energía**, en beneficio de un **pago económicamente eficiente por la conexión** (que permite disponer del servicio de distribución en un sentido más amplio: seguridad, calidad, respaldo, regulación, frecuencia, etc.) permite evitar los riesgos financieros producto de la penetración de generación distribuida, relacionada al problema 3 de El riesgo



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

"Estudios y propuestas"

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



de financiamiento de la red podría incrementarse al reducir la cantidad de energía consumida por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes. Esta solución recibió 5 nominaciones por los participantes, siendo la más votada de las familias B y C.

Tabla 38: Listado de las soluciones de las familias B y C ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (1/3)

Soluciones Familias B y C: "Remuneración para la distribución del futuro" y "Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro"		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Destacado Top 5
			A	D	
Problema 1: Identificar incentivos para viabilizar los cambios de paradigma que experimentará el sector y habilitar el desarrollo de nuevos agentes y la provisión de nuevos servicios (Prioridad alta)					
1. Diseñar la tarificación para que los nuevos agentes y servicios sean indiferentes para los dueños de los “fierros” (desacoplar las ventas de las distribuidoras de su remuneración)	B1.1	22	0		2
4. Incluir incentivos en la medida que el resultado final sea eficiente y beneficioso para la sociedad en su conjunto (ejemplo mencionado: Incentivo a la competencia o a los PMGDs)	B1.4	19	2		0
5. Considerar la energía y potencia de la GD en el desarrollo y planificación de las redes de distribución, utilizando nuevas tecnologías de medición como herramienta de eficiencia en clientes y seguimiento de generación por parte del consumidor.	B1.5	17	0		1
6. Incentivar inversión en tecnología permitiría gran flexibilidad en la medición y en las tarifas (ejemplo mencionado: inversión en automatización de la red y en innovación en general, todos los usuarios con medida de potencia y de energía horaria para gestionar sus consumos).	B1.6	15	5		1
7. Realizar estudios y benchmarking internacional para tarificar y levantar costos de nuevas tecnologías para la distribución según prácticas utilizadas en otros países, evaluando, comparando y realizando recomendaciones de cuáles son las más apropiadas para el modelo regulatorio y la realidad de Chile.	B1.7	15	5		1
2. Permitir la participación de las distribuidoras en la remuneración que se genere de los nuevos servicios o que esta pueda proveerlos y percibir la remuneración cuando existan claras ventajas competitivas (ejemplo: dar servicio de internet en zonas rurales).	B1.2	14	10		0
3. Establecer en la regulación metas y medidas explícitas para el desarrollo de innovación e implementación de estas y establecerlo como parte de las obligaciones de la distribuidora.	B1.3	11	7		0
Problema 3: El riesgo de financiamiento de la red podría incrementarse al reducir la cantidad de energía consumida por los usuarios debido a la entrada de nuevos agentes y a la definición de nuevos objetivos (GD, eficiencia energética, etc.) (Prioridad alta)					
1. Desacoplar el financiamiento de la red de los ingresos, reduciendo el peso relativo del pago por energía, en beneficio de un pago económicamente eficiente por la conexión (que permite disponer del servicio de distribución en un sentido más amplio: seguridad, calidad, respaldo, regulación, frecuencia, etc) permite evitar los riesgos financieros producto de la penetración de generación distribuida.	B3.1	20	3		5
2. Definir una metodología para estimar el uso y financiamiento de la red en el esquema tarifario por los distintos tipos de usuarios (consumidores, GD, prosumers, etc.). Este financiamiento debe ser por el 100% del costo eficiente para todos los períodos.	B3.2	18	2		0
7. Exigir que la generación distribuida (GD) se haga cargo de sus costos sobre la red de manera paulatina, permitiendo que el impacto sobre los inversionistas sea mínimo por un eventual cambio regulatorio.	B3.7	14	5		0
6. Exigir que los usuarios de generación distribuida paguen por la capacidad necesaria para evacuar la energía. El costo se puede compartir con servicios que ocupen la red.	B3.6	13	6		0
3. Considerar ajustes interanuales de las tarifas en función del efecto en costos e ingresos de generación distribuida, eficiencia energética, mayor monitoreo de la red, mayor calidad, continuidad, etc.	B3.3	12	9		0
5. Diferenciar pagos entre los distintos elementos y encontrar soluciones por cada tecnología Por ejemplo, la GD ocupa la red como respaldo o para consumo nocturno, se debiera considerar un pago extra por potencia y evitar que otros consumidores subsidien esa potencia. Por otra parte la eficiencia energética (EE) debiera considerar premios por cumplimientos, que deben ser financiados por todo el sistema.	B3.5	11	7		1
4. Mantener la actual remuneración de las distribuidoras dependiendo parcialmente de la venta y energía (establecer un plan estudiado para ir desacoplando de forma de evitar aumentar los costos de suministro a personas vulnerables)	B3.4	4	13		0



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 39: Listado de las soluciones de las familias B y C ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (2/3)

Soluciones Familias B y C: "Remuneración para la distribución del futuro" y "Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro"		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Destacado Top 5
			A	D	
Problema 4: Se requieren nuevos esquemas de medición que habiliten nuevas tarifas . (Prioridad media)					
4. Desplegar la medición y las redes inteligentes (SmartGrid), las cuales potenciarán la red de distribución como plataforma de nuevos servicios, por ejemplo al introducir la tele-medida y el tele-comando, considerando siempre todos los costos alternativos al momento de querer cambiar los actuales sistemas de medición.	B4.4				



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 40: Listado de las soluciones de las familias B y C ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (3/3)

Soluciones Familias B y C: "Remuneración para la distribución del futuro" y "Tarifas y contratos entre agentes para la distribución del futuro"		N°	Acuerdo / Desacuerdo		Destacado Top 5
			A	D	
Problema 6: La información como servicio: Incentivar la disponibilidad de información que permita tarificar de mejor forma. Se requiere una normativa clara que dé los incentivos correctos a empresas y personas (Prioridad baja)					
1. Transparentar la información de los medidores , los tipos de medidores y protocolos para que sea información abierta y de acceso público . Hoy las distribuidoras envían la información justa para facturar. Es decir, exigir transparencia y disponibilidad de información a las concesionarias para que los agentes del mercado puedan tomar decisiones y se eliminen asimetrías de información.	B6.1	15	0	0	
5. Distribuidor debe resguardar la información que pertenece a la persona . De haber información disponible para que otros agentes puedan generar servicios o productos , ésta debe ser segregada , y que los particulares puedan optar que sea pública (sea por consulta activa o por omisión).	B6.5	15	0	0	
2. Incentivar el buen uso de la información para tarificar de mejor forma para lo cual promover la masificación de medición inteligente es primordial. Sin embargo, se debe cuidar de la forma de “disponibilización” de la información, ya que datos de consumo, deben ser considerados privados (solo relación distribuidor/cliente) de similar forma datos bancarios.	B6.2	14	0	0	
4. Transparentar la información al público general a través de un sistema de información público alojado en la página del regulador o del coordinador.	B6.4	14	1	0	
3. Lograr que el proceso de tarificación sea público, participativo y con mecanismos para resolver discrepancias . Debe incluirse a la normativa técnica exigible en coherencia con lo que luego se fiscalizará.	B6.3	13	0	1	
Problema 5: Se debe desbloquear el desarrollo de mercados de servicios energéticos a nivel de distribución para potenciar la integración de eficiencia energética, cogeneración, generación distribuida. (Prioridad baja)					
2. Realizar desacople de ingresos . Tarifas no asociadas al consumo de energía.	B5.2	12	2	0	
1. Convertir a la distribución en agente de cambios para nuevos servicios . Considerar la energía sólo como un commodities es un error. Favorecer el desarrollo de PMGD .	B5.1	10	4	0	
Problema 8: Se deben crear instrumentos transitorios que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y servicios. (Prioridad baja)					
1. No utilizar instrumentos que distorsionen las señales de mercado . El cambio debe producirse naturalmente, en la medida que sea eficiente.	B8.1	10	0	0	
3. Facilitar el acceso abierto de las redes que permiten la competencia de otros actores. Permitir la incorporación de la figura del comercializador que compite con la distribuidora (cambio de ley).	B8.3	9	2	0	
4. Crear instrumentos transitorios desde origen, debidamente informado y monitoreado continuamente para ver si cumplen objetivo y no introduce distorsiones en otros aspectos.	B8.4	9	1	0	
6. La institucionalidad debe crear hoy un número de instrumentos, que a grandes rasgos, estimulen un desarrollo de mercado con una regulación transparente y centrada en el ciudadano y no en el mercado en sí mismo. Ej.: incentivar la innovación a través de concursos.	B8.6	9	1	0	
2. Unificar clientes multipuntos en ofertas de energía (ej.: McDonald's como sucursal no tiene el consumo para cliente libre pero como cadena sí).	B8.2	7	4	0	
7. El mercado debería operar normalmente en este caso. El riesgo de incentivar erróneamente es alto.	B8.7	6	1	0	
5. Crear un fondo para fomentar eficiencia energética (EE), I+D , crear programas CORFO-energía .	B8.5	4	6	0	



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



3.3 Grupo 3: Validación de las soluciones de los modelos de negocio.

A continuación, se presenta Tabla 41, Tabla 42, Tabla 43, Tabla 44 con las soluciones de los problemas consolidados de la familia A y B, tal como se encontraban en el formulario N°3. Dentro de cada problema consolidado se ordenan las soluciones de los participantes de mayor a menor importancia según el número de acuerdos que fueron registrados.

La solución más votada se relaciona al problema 5 sobre la necesidad de una regulación flexible que habilite la entrada de nuevos agentes y nuevos servicios sustentables (independiente de si se visualizan hoy) a través de mecanismos que fomenten la innovación y la competencia cuando sea aplicable, donde la solución el **desacople de las ventas** del desarrollo de los “fierros” permitiría abrir las redes para nuevos servicios y fomentar la competencia en servicios donde sea posible, recibió la mayor votación con 22 acuerdos y 0 desacuerdos (ver Tabla 41). A este lo sigue el problema 1 de reconocer que existen mercados de servicios que son inherentemente monopólicos y otros que no, que registra la solución de realizar los estudios de evaluación económica pertinentes que identifiquen aquellos segmentos en que bajo un objetivo de política pública razonable se justifique introducir competencia, que demuestren su aplicabilidad en Chile, y que cuantifiquen el beneficio de su incorporación para el cliente final que registra 22 acuerdos y 2 desacuerdo (ver Tabla 41)

La solución con mayor grado de desacuerdo es la promover la innovación a través de la creación de un “**Innovation hub**” que involucre tanto a las distribuidoras, universidades, instituciones gubernamentales y también al ciudadano en desafíos de innovación. De esta manera la innovación se instale en el mundo eléctrico en relación al problema 5 de Para el desarrollo de nuevos modelos de negocio se necesitará una regulación flexible que habilite la entrada de nuevos agentes y nuevos servicios sustentables (independiente de si se visualizan hoy) a través de mecanismos que fomenten la innovación y la competencia cuando sea aplicable con 5 acuerdos y 16 desacuerdos (ver Tabla 41).

La última columna de las tablas N° 48 a 51, presenta el número de veces que los participantes destacaron explícitamente una solución como relevante en el Formulario N° 3. Se observa una solución claramente preferida entre los participantes con 9 nominaciones. Ésta coincide con la solución mencionada anteriormente que recibió mayor cantidad de acuerdos.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

"Estudios y propuestas"

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 41: Listado de las soluciones de la familia A y B ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (1/4)

Soluciones Familia A "Los habilitadores de nuevos negocios" y Familia B " Los nuevos modelos de negocio"	Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Soluciones destacadas
		A	D	
Problema 5: Para el desarrollo de nuevos modelos de negocio se necesitará una regulación flexible que habilite la entrada de nuevos agentes y nuevos servicios sustentables (independiente de si se visualizan hoy) a través de mecanismos que fomenten la innovación y la competencia cuando sea aplicable. (Prioridad Alta)				
6. El desacople de las ventas del desarrollo de los "fierros" permitiría abrir las redes para nuevos servicios y fomentar la competencia en servicios donde sea posible.	5.6	22	0	4
1. Construir la nueva ley habilitando mecanismos para incorporar nuevos agentes y servicios , estableciendo sólo los aspectos estructurales del sector en la misma. Por ejemplo, definiendo roles y habilitando procedimientos en la ley con los cuales se evaluarán e integrarán nuevos servicios y sus modos de operación.	5.1	21	2	9
5. Regular la propiedad y difusión de la información de red para que se haga pública, transparente y facilite la incorporación de nuevos negocios y servicios.	5.5	20	2	3
4. Implementar una regulación basada en incentivos , que permita establecer claros objetivos de política pública, evitando además la sobre-regulación. Esto, fomenta la competencia y permite la entrada de nuevos agentes y servicios.	5.4	19	5	2
2. Utilizar los reglamentos para definir los agentes y nuevos servicios dejando en la Ley una figura genérica como "Prestador de servicios eléctricos competitivos" sin enumerar o encasillar el tipo de servicio que ofrecerá.	5.2	15	6	1
3. Se debe definir en la Ley claramente el rol del distribuidor como mantenedor de la red , y reglamentar de manera simple como otros agentes pueden participar de esta red.	5.3	15	7	0
7. Contemplar incentivos adecuados a las distribuidoras de forma que se posibilite la entrada de nuevos actores y servicios, es decir, que las distribuidoras tengan incentivos para favorecer la aparición de nuevos servicios.	5.7	14	7	1
8. Dar posibilidad de autogestión a las regiones , puesto que las realidades de distintas ciudades puedan elegir diferentes reglas.	5.9	11	11	0
9. Promover la innovación a través de la creación de un " Innovation hub " que involucre tanto a las distribuidoras, universidades, instituciones gubernamentales y también al ciudadano en desafíos de innovación. De esta manera la innovación se instale en el mundo eléctrico	5.8	5	16	0
Problema 1: Falta reconocer que existen mercados de servicios que son inherentemente monopólicos y otros que no, pudiendo ser competitivos dentro de los sistemas de distribución. En estos últimos podría ser económicamente eficiente fomentar la competencia a través de nuevos modelos de negocio donde sea posible, compartiendo la infraestructura existente. (Prioridad Alta)				
3. Realizar los estudios de evaluación económica pertinentes que identifiquen aquellos segmentos en que bajo un objetivo de política pública razonable se justifique introducir competencia , que demuestren su aplicabilidad en Chile, y que cuantifiquen el beneficio de su incorporación para el cliente final.	1.3	22	2	4
6. Se debe definir el servicio básico que debe entregar la distribuidora y que seguramente será monopolístico. Definir bien los límites. Este servicio debe ser capaz de permitir que lo servicios no regulados se desarrollen competitivamente.	1.6	19	3	4
8. Dar acceso a que todos los actores puedan hacer uso de infraestructura e información que hay para la distribuidora de manera no discriminatoria. Por ejemplo separar la comercialización de energía, publicar la información y dar acceso a los clientes a otros competidores comercializadores	1.8	17	4	2
4. Para reconocer qué servicios pueden ser implementados a través de mecanismos de mercado , se propone que el regulador al menos anualmente identifique dichos servicios y determine sus condiciones de competencia para promover el diseño de mercado en caso que exista potencial competencia y recomendaciones para generarla o profundizarla en caso de no contar con condiciones suficientes.	1.4	15	5	2
7. Definir metodologías sencillas para estimar el uso de la red por parte de los distintos actores y de esta forma remunerar en forma adecuada y transparente la red de distribución.	1.7	15	7	1
1. Establecer que el único monopolio es la distribución física, es decir, la propiedad de los activos ("los fierros") . Lo demás debe ser abierto y competitivo.	1.1	14	7	4
5. Desintegrar tanto vertical como horizontalmente y crear operadores de distribución independientes , para que las decisiones estén basadas en seguridad, mínimo costo y no discriminación respecto a la utilización de instalaciones y elementos de la red eléctrica en zonas donde sea beneficioso.	1.5	11	8	1
2. Establecer que el único monopolio es sólo la mantención y operación correcta de la red , la propiedad de la red no es un monopolio natural (la propiedad puede ser compartida entre varios dueños, por ejemplo si el operador licita las obras y equipamiento necesario).	1.2	5	16	0



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

"Estudios y propuestas"

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 42: Listado de las soluciones de la familia A y B ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (2/4)

Soluciones Familia A "Los habilitadores de nuevos negocios" y Familia B " Los nuevos modelos de negocio"		Nº	Acuerdo/Desacuerdo		Soluciones destacadas
			A	D	
Problema 2: El riesgo de financiamiento de la red podría incrementarse por la entrada masiva de generación distribuida, reduciendo la cantidad de energía consumida por los usuarios. (Prioridad Alta)					
5. Considerar para la proyección de la red en el proceso tarifario el impacto de DERs (Generador distribuidos, baterías, vehículos eléctricos, etc.) y planes de EE para no sobredimensionarla.	2.5	19	1		0
1. Implementar un mecanismo de remuneración que desacople las ventas de la distribuidora respecto de sus ingresos propios o ganancias. De esta forma, se asegura la remuneración eficiente definida en el proceso que incentiva una expansión y operación eficiente y habilita la implementación de eficiencia energética y la incorporación de otros servicios, sin afectar el funcionamiento del negocio de distribución.	2.1	18	3		5
3. Establecer una metodología sencilla para estimar el uso de la red por parte de los distintos actores y asegurar la remuneración adecuada de la red existente y los incentivos adecuados para su desarrollo.	2.3	14	5		3
2. Tener en cuenta las instalaciones reales de las distribuidoras para calcular su remuneración final.	2.2	13	6		1
4. La red se financiaría por la capacidad conectada , incluyendo la capacidad del PMGD, junto con complementar el pago con otro servicios.	2.4	7	7		0
Problema 7: Falta introducir el comercializador para generar mayor competencia y provisión de nuevos servicios. (Prioridad Media)					
2. Definir el rol y alcances del accionar del comercializador , en el contexto del mercado eléctrico. La definición de condiciones para conformarse como comercializador también deben definir cuidadosamente, pues de eso dependerá el nivel de competencia que se genere.	7.2	17	3		2
6. La figura del comercializador que dé garantías de respaldo financiero puede contribuir a la competencia y la innovación en prestación de servicios.	7.6	16	4		1
1. Realizar estudios para determinar cuál es el objetivo o qué problema resuelve la entrada del comercializador y los casos internacionales de éxitos y fracasos y su implementación en Chile.	7.1	15	3		2
5. Permitir al comercializador definir sus tarifas y establecer contratos de mediano y largo plazo con los actores del mercado de modo de poder crear portafolios robustos de servicios. Se debe también auditar y restringir su exposición a riesgo de modo de evitar poner en riesgo la cadena de pagos en el sector.	7.5	15	3		2
4. Habilitar al comercializador como un proveedor de servicios a la red: regulación de tensión, regulación de frecuencia, despachador de consumos, etc. El comercializador como instrumento para bajar el precio no es necesario pues está cubierto con las licitaciones de suministro.	7.4	11	6		3
3. Separar el fierro de la venta y provisión de energía y potencia y no permitir que la distribuidora a cargo de los fierros también provea energía.	7.3	6	13		1
Problema 10: Falta que la regulación habilite o incentive la instalación de medidores más inteligentes y el recambio de los actuales medidores para mejorar la calidad de servicio y levantar mayor información que permita planificar la red y ofrecer nuevos servicios a los consumidores. (Prioridad Media)					
1. Incentivar la medición inteligente con el fin de favorecer modernización y automatización de redes hasta el límite con usuario final.	10.1	14	2		3
5. Desarrollar un estudio de comparación internacional de costo/beneficio en el recambio de medidores y desarrollar un estudio similar para Chile.	10.5	12	4		2
6. Planificar una migración hacia sistemas inteligentes iniciando por los puntos donde sea más beneficioso tanto económica como socialmente. Debe ser un proceso largo, pero se debe buscar que la red sea 100% "Smart" en el largo plazo.	10.6	12	3		0
3. Instalar medidores como un estándar pero con la transitoriedad que cada empresa requiera. Fomentar la instalación de medidores para mejorar la calidad en la medida que las distribuidoras evolucionan en su calidad de servicio y los nuevos servicios que se definan en la regulación del futuro.	10.3	11	4		1
4. Redefinir normativa/legalmente el negocio de distribución, incorporando la propiedad del empalme y del medidor a la distribuidora , definiendo la transitoriedad para el caso de los medidores de propiedad de los clientes. Esto debido a que las empresas estarían dispuestas a invertir en medición inteligente si los medidores fuera de su propiedad. Los clientes, por otro lado, se resisten al cambio, incluso ofreciéndoles la tecnología a costo cero.	10.4	10	4		1
2. Resguardar la privacidad de la información de consumo de clientes, ya que es información privada y sensible, solo de uso de la distribuidora y cliente.	10.2	7	8		0



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

"Estudios y propuestas"

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 43: Listado de las soluciones de la familia A y B ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (3/4)

Soluciones Familia A "Los habilitadores de nuevos negocios" y Familia B " Los nuevos modelos de negocio"		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Soluciones destacadas
			A	D	
Problema 4: Desarrollar tarifas más flexibles , con precios que podrían cambiar en el tiempo, en distintas zonas o bajo ciertas condiciones críticas. (Prioridad Baja)					
5. Establecer tarifas flexibles que permitan hacer gestión de demanda y cambiar el supuesto que la generación debe siempre seguir a la demanda. Con la tecnología actual la demanda también puede ajustarse manteniendo así un servicio a bajo costo y de un cierto nivel de calidad.	4.5	11	1	0	
6. Permitir menús de tarifas para servicios diversos Un cliente debiese poder optar por retirar energía a costo marginal horario y no a precio de nudo y también pagar potencia por sus retiros.	4.6	9	2	0	
2. Desarrollar campañas de medición y estudiar los perfiles de consumo tanto espacial como temporalmente de forma que permita ofrecer tarifas adaptadas a cada uno de estos perfiles. Luego, no será necesario cuando se implemente masivamente la medición inteligente.	4.2	8	4	0	
1. Adaptar tarifas para cada empresa , ya que las realidades y las formas de las curvas de consumo son distintas. Quizás los clientes industriales sean más uniformes en consumo en las distintas regiones.	4.1	7	4	0	
3. Velar por mantener la estabilidad en el tiempo de las tarifas residenciales que se generen producto de competencia entre comercializadores y mantener siempre la alternativa regulada como precio "techo" .	4.3	7	4	0	
4. Adaptarse a la situación de la red del futuro implica granularidad temporal de tarifas , granularidad espacial, tarifas reflectivas, y por tanto un poco en tarifas al cliente final asociadas al costo de proveer cada uno de los servicios del sistema eléctrico: energía, potencia, flexibilidad.	4.4	7	3	0	
Problema 8: Falta desbloquear o habilitar los nuevos modelos de negocios utilizados para desarrollar la generación distribuida reconociendo además los potenciales servicios que puedan entregar. (Prioridad Baja)					
4.-Fomentar la asociatividad de cooperativas que desarrollan proyectos de energías renovables para que puedan ser un aporte en zonas aisladas generando un polo de negocios, además de permitir seguridad en el suministro.	8,4	14	1	1	
1. Reconocer en la regulación y remunerar todos los beneficios de GD en generación , potencia y servicios complementarios.	8,1	10	2	2	
3. Ofrecer servicios de monitoreo de demanda y ahorro para cuantificar de forma más precisa los ahorros de la generación distribuida.	8,3	10	3	0	
2. Facilitar las opciones de financiamiento para la generación distribuida que, en principio, podrían desincentivar adoptar esta tecnología.	8,2	8	6	2	



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

"Estudios y propuestas"

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 44: Listado de las soluciones de la familia A y B ordenados de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (4/4)

Soluciones Familia A "Los habilitadores de nuevos negocios" y Familia B " Los nuevos modelos de negocio"		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Soluciones destacadas
			A	D	
Problema 13: Falta regular la integración vertical en la distribución (Prioridad Baja)					
	2. Asegurar la entrega de información para el monitoreo constante de condiciones de competencia y con esto regular las integraciones entre empresas .	13.2	12	1	1
	1. Permitir que las empresas distribuidoras puedan desarrollar libremente proyectos de generación distribuidora y/o manejo de baterías, para realizar mejor gestión del suministro eléctrico. Estos casos debiesen revisarse y ver su posible inclusión en la remuneración tarifaria.	13.1	7	7	1
Problema 12: Falta definir si se permitirá la integración horizontal en la industria. (Prioridad Baja)					
	1. Tomar en cuenta la realidad actual de empresas más pequeñas donde parte de la rentabilidad se obtiene de servicios distintos a la distribución y el limitar el alcance de estas distribuidoras podría atentar contra su viabilidad económica.	12.1	9	4	0
	3. No prohibir la integración horizontal y vertical, pero se deben traspasar parte de los beneficios de las economías de escala y ámbito al usuario final.	12.3	9	3	0
	2. La base para el nuevo sistema de distribución es la separación del dueño de la red ("los fierros") del comercializador. El distribuidor ("Lines Company") es monopolio y debe ser regulado. La comercialización debe ser lo más abierta y competitiva posible, separada del distribuidor .	12.2	8	4	2
Problema 6: Se deben crear instrumentos transitorios que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y modelos de negocio. (Prioridad Baja)					
	2. Establecer un período de transición es una necesidad , sobre todo si se van a realizar cambios profundos. Los contratos de suministro ya firmados, por ejemplo, requiere ser tratados cuidadosamente.	6.2	9	1	0
	1. La transitoriedad puede generar incertidumbre y no provocar el efecto deseado de estabilidad regulatoria, atrasando la entrada de inversiones, nuevos agentes y nuevos servicios. Se deben estudiar con detalle que instrumentos o mecanismos transitorios se requieren.	6.1	5	7	0
	4. Corfo debe implementar programas para el financiamiento de innovación en el sector durante un período transitorio para fomentar la entrada de nuevos actores, servicios y modelos de negocio.	6.4	5	6	0
	3. No es necesario la transitoriedad , sino revisar la regulación para evitar obstáculos innecesarios a nuevas empresas o nuevos negocios.	6.3	1	10	0



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



3.4 Grupo 4: Validación de las soluciones de los problemas de los servicios de la red del futuro

A continuación, se presenta las tablas con las soluciones de los problemas consolidados de los servicios de la red del futuro, tal como se encontraban en el formulario N°3. Dentro de cada problema consolidado se ordenan las soluciones de los participantes de mayor a menor importancia según el número de acuerdos que fueron registrados.

La solución más votada se relaciona al problema 3 sobre la necesidad de reconocer que **no todos los servicios de distribución** tienen carácter inherentemente **monopólico** (red y sus fierros), por lo que algunos deberían ser competitivos, donde la solución de **estudiar y analizar** la experiencia internacional disponible en cuanto al funcionamiento de los **mercados de la distribución** de manera de saber qué modelo se aplicaría con mayor éxito a la realidad chilena, considerando restricciones técnicas, económicas, legales, de mercado, etc., recibió la mayor votación con 26 acuerdos y 0 desacuerdos (ver Tabla 46). A este lo sigue el problema 1 de la falta de **integrar la regulación eléctrica con las políticas y la planificación territorial** (urbana y rural) y de otros sectores como por ejemplo urbanismo, arquitectura y construcción, que registra la solución de incorporar la **eficiencia energética en los diseños urbanos y viviendas sociales** propiciando la autogeneración (especialmente los techos solares) que registra 23 acuerdos y 0 desacuerdo (ver Tabla 47).

La solución con mayor grado de desacuerdo es la de **incorporar al VAD** el reemplazo masivo de medidores, obligando a las distribuidoras a mantener un sistema público con las medidas de todos los clientes en relación al problema 9 de que falta que la regulación habilite o incentive la instalación de **medidores más inteligentes** y el recambio de los actuales medidores para mejorar la calidad de servicio y **levantar mayor información** que permita a los agentes tomar decisiones, planificar la red y ofrecer **nuevos servicios** a los consumidores con 7 acuerdos y 12 desacuerdos (ver Tabla 49).

La última columna de las tablas 52 a 57, presenta el número de veces que los participantes destacaron explícitamente una solución como relevante en el Formulario N° 3. Se observa una solución claramente preferida entre los participantes con 7 nominaciones. Ésta es la solución de separar el negocio de **construcción, mantenimiento y operación de la red** del negocio de venta de energía/potencia. Es decir, separar claramente comercialización de operación y mantención de “fierros” impidiendo al dueño de la red participar en la comercialización. Abrir el mercado a nuevos actores en comercialización sin perder las bondades del proceso de licitación regulado en relación al problema 3 de reconocer que **no todos los servicios de distribución** tienen carácter inherentemente **monopólico** (red y sus fierros), por lo que algunos deberían ser competitivos (comercialización, gestión de demanda, almacenamiento, etc.) (Ver Tabla 46).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 45: Listado de las soluciones ordenadas de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (1/6)

Soluciones de los servicios de la red del futuro		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Soluciones destacadas
			A	D	
Problema 4: Se requiere una regulación flexible que permita la entrada paulatina en el tiempo de nuevos servicios y nuevos agentes sin que se requieran cambios de orden legal para ello.					
3. Resguardar la precisión y claridad que debe tener la Ley y la regulación en general. Una regulación demasiado flexible pudiera dar origen a usos no deseados de la normativa del tipo político o de alguna otra índole transitoria, por lo que la normativa sin ser extremadamente rígida debe mantener al mismo tiempo asegurar la estabilidad regulatoria .	4.3	<			



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 46: Listado de las soluciones ordenadas de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado.
(2/6)

2/3

Soluciones de los servicios de la red del futuro		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Soluciones destacadas
			A	D	
Problema 3: Reconocer que no todos los servicios de distribución tienen carácter inherentemente monopólico (red y sus fierros), por lo que algunos deberían ser competitivos (comercialización, gestión de demanda, almacenamiento, etc.).					
5. Estudiar y analizar la experiencia internacional disponible en cuanto al funcionamiento de los mercados de la distribución de manera de saber qué modelo se aplicaría con mayor éxito a la realidad chilena, considerando restricciones técnicas, económicas, legales, de mercado, etc.	3.5	26	0	1	
7. Enfocarse en la regulación clara y precisa de la remuneración de la red de distribución de forma que los otros servicios, que no requieren regulación pues son competitivos, puedan utilizar la red de distribución como base de su desarrollo.	3.7	23	2	1	
2. Definir en la Ley los servicios de red (fierros) y servicios para la red (medida, servicios complementarios) según sus características monopolísticas o competitivas y que dicha definición sea variable en el tiempo.	3.2	21	4	3	
3. Desarrollar estudios económicos (nivel de economías de escala, estructura de costos, complejidad de implementación) que permitan tomar decisiones al respecto y definir qué modelo queremos (los costos/beneficio de cada alternativa). El análisis debe incorporar además variables no-económicas, no-técnicas que permitan conocer los co-beneficios sociológicos del quiebre del paradigma monopolístico de la distribución.	3.3	20	5	2	
6. Fomentar la provisión de una solución energética más que la venta de energía eléctrica (que el negocio se centre en tener un cliente atendido de buena manera, con soluciones eficientes quitando los incentivos a que el cliente consuma más energía).	3.6	19	5	0	
4. Facultar al tribunal de la libre competencia o a una nueva entidad similar para analizar la posibilidad de introducir competencia en cualquiera de los servicios de distribución, por iniciativa propia o de alguno de los agentes que la regulación identifique.	3.4	18	6	0	
1. Separar el negocio de construcción, mantenimiento y operación de la red del negocio de venta de energía/potencia. Es decir, separar claramente comercialización de operación y mantención de “fierros” impidiendo al dueño de la red participar en la comercialización. Abrir el mercado a nuevos actores en comercialización sin perder las bondades del proceso de licitación regulado.	3.1	16	10	7	
Problema 6: Falta incentivar la GD y la autogeneración reconociendo y remunerando todos sus aportes al sistema.					
2. Desarrollar campañas de información al cliente final sobre los beneficios que puede entregarle la GD a él mismo y al país en general.	6.2	22	3	0	
8. Estudiar la magnitud de los beneficios que provoca la GD (Ej.: descontaminación) y si existen maneras más eficientes de alcanzarlos. En base a dicho análisis establecer los incentivos que correspondan.	6.8	21	3	2	
3. Permitir la integración de condominios/vecindarios/edificios con net-billing comunitario y virtual (instalación de la generación en el área de concesión de la empresa distribuidora, pero fuera del terreno del dueño).	6.3	20	2	4	
4. Reconocer la potencia firme que entrega la GD al sistema. Además, si la tecnología entrega otros servicios como regulación de frecuencia, voltaje, black-start, etc. deben reconocerse, cuantificarse y pagarse dichos servicios.	6.4	20	3	3	
7. Cuidar que el incentivo a la GD, no provoque que los usuarios sin GD se vean afectados y que terminen financiando la red que sirve de respaldo a aquellos que poseen generación propia.	6.7	20	4	2	
5. Desarrollar estudios y analizar los resultados de la aplicación de la Ley actualmente vigente, para introducir los cambios necesarios para promover la GD.	6.5	19	1	0	
1. Eliminar barreras actuales al desarrollo de la GD : A) mejorar la tarifa de inyección, B) aumento de la capacidad permitida (actual 100kW), C) simplificación de trámite para generación residencial, D) que los clientes libres puedan acceder a la generación distribuida sin tener que desarrollar un PMGD y todo lo que ello conlleva, E) Diferenciar criterio Impacto No Significativo (INS) de 1,5 MW ampliando según condiciones técnicas de alimentadores.	6.1	17	6	5	
6. Establecer un operador independiente de distribución para administrar, cuantificar y remunerar los servicios complementarios que aportan los GD.	6.6	11	11	3	



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3 “Estudios y propuestas” Informe consolidado DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 47: Listado de las soluciones ordenadas de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (3/6)

Soluciones de los servicios de la red del futuro		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Soluciones destacadas
			A	D	
Problema 8: Las tarifas y precios deben ser lo suficientemente flexibles para adaptarse a las necesidades de los clientes en el tiempo y al mismo tiempo ser totalmente transparentes para ellos.					
5. Permitir tarifas flexibles , pero evitar generar complejidad excesiva que no le permita al consumidor poder interpretarla (Ejemplo: Isapres).	8.5	20	0		2
1. Establecer estándares más altos de transparencia de la información tarifaria en la regulación: mientras más clara, fácil y transparente sea la información relativa a los precios y tarifas, mejor puede comportarse el cliente y la empresa de distribución en la relación comercial que tienen.	8.1	19	2		1
3. Incorporar en la tarifa los servicios para la gestión de la demanda y el almacenamiento de energía.	8.3	18	1		0
2. Crear mayor diversidad de tarifas para el cliente regulado , pues si bien actualmente existen las tarifas flexibles, estas no han sido implementadas en todas las distribuidoras y son sólo opcionales, limitando la elección de los consumidores.	8.2	17	2		0
4. La regulación debe permitir desarrollar tarifas flexibles que generen cambios de patrón de consumo. Para esto se requiere que previamente el pago por uso de las redes no dependa del nivel de consumo .	8.4	17	2		4
6. Permitir que los comercializadores acceder a un porcentaje de los contratos de abastecimiento regulados y así permitir traspasar los bajos precios de la energía de generación-transmisión a usuarios del sistema de distribución utilizando tarifas flexibles .	8.6	12	6		0
7. Desarrollar pilotos orientados especialmente a entender el efecto de las tarifas flexibles y la elasticidad-precio de los usuarios residenciales que tienen diferentes artefactos eléctricos, ingresos, lugares, etc.	8.7	11	4		0
Problema 1: Falta integrar la regulación eléctrica con las políticas y la planificación territorial (urbana y rural) y de otros sectores como por ejemplo urbanismo, arquitectura y construcción.					
5. Incorporar la eficiencia energética en los diseños urbanos y viviendas sociales propiciando la autogeneración (especialmente los techos solares).	1.5	23	0		3
6. Diseñar incentivos para que el desarrollo urbano y los proyectos inmobiliarios o industriales integren soluciones energéticas más eficientes. Por ejemplo: condominio en el sur de Chile debe elegir: leña o electricidad, en este caso debería existir incentivo a elegir electricidad.	1.6	21	2		1
4. Incluir en el desarrollo de los planes reguladores expertos sectoriales del estado , las empresas y la academia.	1.4	20	2		0
1. Desarrollar instancias de planificación territorial periódicas y centralizadas que generen directrices generales y que sean input para los procesos de planificación eléctrica. Asimismo, desarrollar instancias de planificación territorial por comuna, como información base para la planificación de las diferentes concesionarias de servicios públicos.	1.1	19	2		2
3. Vincular el trabajo de los gestores energéticos municipales al trabajo de urbanismo y crear equipos multidisciplinarios en municipalidades para vincular los planos reguladores con las normativas eléctricas.	1.3	15	3		0
7. Permitir un desarrollo armónico en los estudios de VAD en consideración a restricciones de planificación territorial, valor/costo social debiese ser incorporado en la función objetivo de planificación en conjunto con los servicios adicionales que prestan los postes, para por ejemplo las telecomunicaciones.	1.7	15	2		0
8. Crear un organismo estatal de coordinación y armonización de las políticas públicas y proyectos de desarrollo de ciudades: transporte/electricidad/agua/comunicaciones/otros.	1.8	15	5		0
2. Realizar mesas de trabajo participativas cuando se planifiquen expansiones significativas de la distribución y crear un plan vinculante en el que se refleje las determinaciones de la mesa de trabajo en relación a la expansión de la distribución y transmisión.	1.2	12	6		1



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 48: Listado de las soluciones ordenadas de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (4/6)

Soluciones de los servicios de la red del futuro		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Soluciones destacadas
			A	D	
Problema 9: Falta que la regulación habilite o incentive la instalación de medidores más inteligentes y el recambio de los actuales medidores para mejorar la calidad de servicio y levantar mayor información que permita a los agentes tomar decisiones, planificar la red y ofrecer nuevos servicios a los consumidores.					
5. Facilitar el acceso a la información de los usuarios con medidores inteligentes: permitir el fácil acceso a la información de los usuarios, como consumo horario, graficas diarias, semanales, mensuales y anuales del consumo, recomendaciones de ahorro y permitir la reclasificación automatica y transparente del cobro por potencia en caso de aplicar (presente en punta o parcialmente presente en punta).	9.5	21	2	1	
6. Realizar una evaluación de los sistemas de mediciones inteligentes considerando que es más inversión pero menos costo de operación y mantenimiento, por la información que se levanta.	9.6	17	2	0	
3. Habilitar la medición inteligente en la medida en que se demuestren sus beneficios en las distintas realidades geográficas y demográficas de Chile.	9.3	15	7	1	
4. Incluir en la tarificación de forma paulatina el costo del desarrollo de las herramientas necesarias para generar beneficio a partir de los medidores inteligentes. Se sugiere desarrollar un plan piloto de medición inteligente.	9.4	14	9	1	
2. Permitir que la propiedad de los medidores/sistemas de medida sea de las distribuidoras de forma de facilitar la adopción de tecnologías eficientes y que se mantengan en el tiempo.	9.2	12	9	3	
1. Incorporar al VAD el reemplazo masivo de medidores, obligando a las distribuidoras a mantener un sistema público con las medidas de todos los clientes.	9.1	7	12	0	
Problema 5: Se deben crear instrumentos transitorios que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y modelos de negocio.					
2. La transitoriedad debiera hacerse en la medida que venzan los contratos de suministro regulados . Esto da tiempo para una implementación moderna y paulatina.	5.2	14	6	0	
3. Desarrollar mediciones masivas de recursos renovables en las ciudades y ponerlos a disposición del público a través de mapas , hacer pública información de precios , y desarrollar herramientas que permitan evaluar un proyecto GD de forma rápida y precisa.	5.3	14	6	2	
1. Facilitar y financiar parcialmente iniciativas de innovación en materias de generación distribuida, respuesta de demanda y su agregación y electro-movilidad. Desarrollar un fondo de inversión en innovación que se financie por tarifa.	5.1	13	8	1	
6. Crear una instancia particular en organismos de fomento como CORFO/SERCOTEC/otro que vele por el desarrollo de proyectos integradores de los distintos sectores e instituciones de manera sinérgica.	5.6	12	7	0	
4. Identificar cuáles actores y modelos de negocio enfrentan dificultades para entrar por si solos al mercado , de manera de diseñar ciertos incentivos que se puedan aplicar de acuerdo a un plan (plazos, formas, requisitos), evaluando los resultado de su aplicación para así tomar decisiones en cuanto a su continuidad, modificación, cese, etc.	5.4	11	7	0	
5. Desarrollar esquemas de incentivos tipo RIIO (modelo regulatorio inglés) y la entrada de los nuevos agentes se dará naturalmente.	5.5	11	7	0	
Problema 7: La entrada masiva de GD orientada a autoabastecimiento aumenta el riesgo de financiamiento de la red, provocando que los usuarios sin GD deban financiarla cada vez más. La futura regulación debe corregir esta situación.					
1. Avanzar hacia una eliminación paulatina de esquemas volumétricos para la remuneración de las redes.	7.1	21	1	5	
4. Definir una metodología lo más sencilla posible, para definir el uso que hace de la red cada uno de los distintos usuarios .	7.4	20	1	1	
2. Regular para que la GD pague por el uso de la red en generación. La nueva legislación obviamente debe asegurar el negocio de la distribución sin desincentivar la GD ni endorsar el costo al resto de la red.	7.2	14	9	4	
3. Mantener el trato no discriminatorio a la GD respecto de la generación mayorista en el sentido de pago de las redes. Hoy la generación conectada en transmisión no paga por la red sino que este costo es asumido por la demanda. Por lo tanto, GD no debería pagar por la red .	7.3	13	8	1	
5. Cobrar el costo por capacidad del empalme , ya sea para inyección o retiro , más una componente variable de inyección y otra de retiro. El peso de cada una depende del tipo de cliente.	7.5	13	5	1	



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3 “Estudios y propuestas” Informe consolidado **DOCUMENTO PRELIMINAR**



Tabla 49: Listado de las soluciones ordenadas de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (5/6)

Soluciones de los servicios de la red del futuro		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Soluciones destacadas
			A	D	
Problema 10: La regulación debe incentivar el desarrollo de nuevas tecnologías y la innovación , desde el consumidor final hasta las mismas redes.					
3. Trabajar activamente con universidades y centros de investigación . La regulación debe ser explícita en el incentivo a la mejora, evitando el statu-quo.	10.3	17	2	1	
2. Incorporar fondos para la investigación e innovación . Entregar premios o remuneración a los agentes que promueven nuevas tecnologías. Crear fondos concursables y planes pilotos para el fomento de redes inteligentes.	10.2	16	4	5	
5. Crear un centro de prueba de nuevas tecnologías en distribución para verificación de estándares, de acceso mediante concursos regulares.	10.5	14	4	2	
6. Propiciar acceso a créditos blandos para pequeñas generadoras y asesoramiento técnico a quienes incorporen energías renovables.	10.6	12	6	1	
4. Financiar un programa de apoyo económico al desarrollo e implementación de nuevas tecnologías , a través de un incremento en la tarifa de clientes.	10.4	10	9	1	
1. Generar subsidios y/o programas específicos para añadir tecnología y valor estratégico de alta necesidad (bajo identificación de prospectiva por parte del ministerio). Esto permitiría a grupos de usuarios, participar en desarrollo tecnológico como “experimento” bajo sistema de financiamiento especial.	10.1	9	10	1	
Problema 13: Falta Desarrollo de una regulación que habilite y facilite la entrada de movilidad eléctrica .					
4. Impulsar el cambio a través del transporte público y sus flotas de vehículos .	13.4	20	1	4	
2. Crear instrumentos que prioricen y faciliten el uso de bienes públicos o privados respecto de instalaciones de servicios para movilidad eléctrica (carga, generación distribuida para suministro, etc.) tales como servidumbres legales, concesiones de uso de bienes nacionales, integración con transporte público y planificación urbana.	13.2	19	1	2	
5. Subsidiar vía rebaja tributaria la compra de autos eléctricos por su mérito ambiental y batería móvil.	13.5	18	3	3	
1. Desarrollar un programa de estacionamientos prioritarios para vehículos eléctricos con estación de carga para incentivar su adopción.	13.1	15	3	0	
3. Identificar puntos críticos de abastecimiento . Nueva expansión en de la distribución debe considerar aumento de carga por demandas eléctricas para automóviles . Diseño robusto para zonas con alta densidad de tráfico. Mayores costos son reconocidos en el VAD cuando corresponda. Promover competencia con instalación de servicios como en las bencinas.	13.3	15	2	1	



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3 “Estudios y propuestas” Informe consolidado **DOCUMENTO PRELIMINAR**



Tabla 50: Listado de las soluciones ordenadas de mayor a menor número de acuerdos dentro de cada problema consolidado. (6/6)

Soluciones de los servicios de la red del futuro		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo		Soluciones destacadas
			A	D	
Problema 11: Falta facilitar la gestión de demanda eléctrica a los consumidores y encontrar mecanismos para activar la “respuesta de la demanda”.					
	3. Promover mayor información al usuario permitiéndole conocer su perfil de consumo para incentivarlo económicamente el ahorro energético, el desplazamiento de su consumo a horas no peak etc.	11.3	19	0	0
	2. Concientizar a la demanda de los beneficios a los cuales podría acceder si realiza la gestión de su demanda.	11.2	18	1	1
	1. Definir señales y variables mínimas necesarias para la gestión de demanda y dar acceso a esas variables al usuario. Estas variables son obtenidas desde el medidor y de alguna base de datos online (plataforma), que reporte estas variables de forma instantánea.	11.1	17	2	2
Problema 2: Falta mejorar los canales de comunicación y participación entre la ciudadanía y los agentes de los sistemas de distribución eléctrica.					
	2. Fortalecer organizaciones de consumidores en temas energéticos.	2.2	17	1	0
	3. Convocar al ministerio de educación, medio ambiente, economía, energía, vivienda, etc. a desarrollar un plan de intervención educacional, territorial, comunicacional, de forma de abordar el problema de una forma integral.	2.3	16	2	0
	4. Incentivar la entrega de información para que el ciudadano informado pueda participar en las decisiones de la red.	2.4	14	4	0
	1. Facilitar que asociaciones de usuarios puedan participar como comercializadores a nivel local (ejemplo: la revisión de política energética de NY).	2.1	13	5	0
Problema 12: Permitir la agregación de la demanda para ofrecer servicios al sistema mayorista (sistema interconectado) y mejorar el acceso y generar nuevos servicios en la red.					
	2. Permitir a los comercializadores el acceso total a información de los consumidores.	12.2	12	5	0
	1. Diseñar un mercado dinámico que permita flexibilizar la operación física del sistema considerando señales de la demanda por parte del comercializador.	12.1	11	6	0

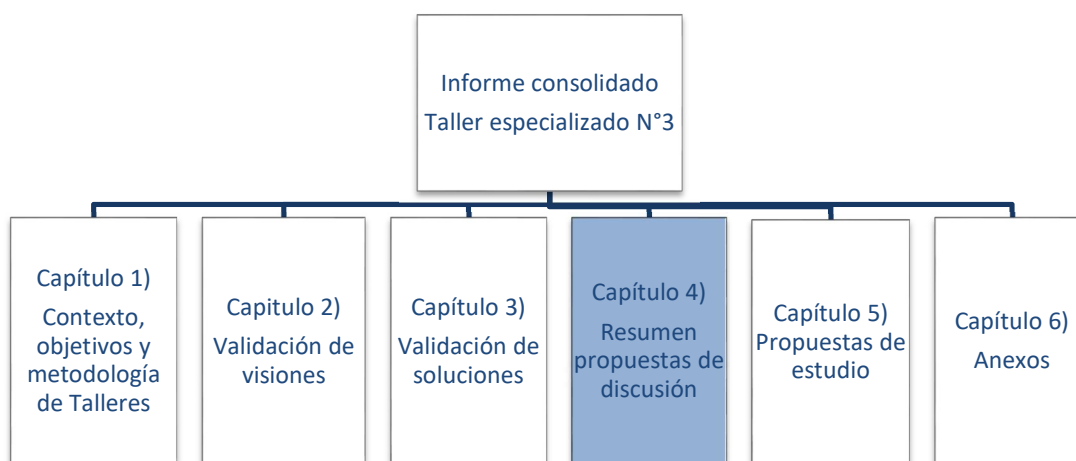


Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



CAPÍTULO 4: RESUMEN PROPUESTAS DE DISCUSIÓN

A continuación, se presenta la estructura del documento donde se destaca el Capítulo N° 4 que resume la validación y socialización de las propuestas que corresponden a un resumen de los principales temas abordados por los participantes durante los primeros 2 talleres. Las opiniones a estas propuestas fueron levantadas durante el taller N°3 tanto a través del Formulario N° 2 como mediante una discusión en sala.



A través del Formulario N°2 del taller N° 3, que presenta un listado de las **principales propuestas y divergencias** detectadas durante los talleres que fueron obtenidas de los aportes los participantes durante Taller N° 2 “**Visión y soluciones**”, los participantes pudieron validar y discutir cada propuesta planteada indicando su acuerdo o su desacuerdo. Además, se dio tiempo a los participantes de poder discutir estos temas. Este capítulo presenta la validación de las propuestas realizadas a través del Formulario N°2 y resume la discusión en sala.

Una vez finalizado el taller, el equipo PUC realizó un levantamiento estadístico fuera de línea de los acuerdos, desacuerdos indicados por los participantes en el Formulario N°2 “**Propuestas para la discusión**”. A continuación, se presentan en un subcapítulo por grupo los resultados de este levantamiento destacando las soluciones con más acuerdos y más desacuerdos para el listado completo. Además se realiza un breve resumen de la discusión de ambos subgrupos que se realizaron durante el taller.

4.1 Propuesta Grupo 1: Esquemas de planificación

Dentro de las visiones y soluciones levantadas en el Taller N° 2, muchos participantes han propuesto entre sus principales prioridades, el desarrollo de un esquema de planificación como



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



principal solución a la búsqueda de la eficiencia económica y entrega de bajos costos y tarifas a los clientes. Esta misma solución se ha propuesto para la integración de nuevos agentes, servicios y tecnologías, e incluso para el reconocimiento de la diversidad de realidades que enfrentan las distintas empresas distribuidora en las distintas zonas del país. Es por ello que en este Taller N°3 se dio la oportunidad a los participantes del Grupo N°1 que expliquen en qué consistiría este proceso de planificación y como se aseguraría que el mismo entregue una solución más económicamente eficiente que la actual.

El levantamiento de estas ideas se hizo a través de dos métodos. Primero, mediante el trabajo individual de los participantes con el Formulario N°2 “Levantamiento de detalle de esquema de planificación,” efectuado durante el primer bloque del Taller. Las respuestas textuales del Formulario N° 2 para todos los participantes, se presenta en el los Anexos de este informe. El segundo método usado es por medio de una dinámica en sala donde los participantes tuvieron la oportunidad de socializar sus propuestas de esquemas de planificación.

Para mejorar el uso del tiempo y promover la participación de un mayor número de participantes del taller, la dinámica en sala fue efectuada en dos subgrupos liderados por los coordinadores David Watts y Danilo Zurita.

En las siguientes subsecciones se describen las principales conclusiones de la socialización de los esquemas de planificación de cada uno de los subgrupos.

4.1.1 GRUPO 1: SUBGRUPO LIDERADO POR DAVID WATTS

En el subgrupo liderado por David Watts los participantes discutieron acerca de la conveniencia de desarrollar un proceso de planificación en distribución. Se preguntó entre otras preguntas ¿Se debe planificar centralizadamente o no? ¿Quién toma las decisiones de planificación vinculantes? ¿Cuál sería la instancia de planificación? ¿La distribuidora debe tener plena flexibilidad sujeta a los planes reguladores, o la distribuidora solo tiene un representante con un rol más secundario en la planificación?

Las principales conclusiones del trabajo del subgrupo es que a pesar que en talleres pasados se levantó la necesidad de planificar, de algún modo centralizadamente, en distribución tenía alta prioridad y un grado de acuerdo importante, a medida que avanzaba la discusión, se fue desarmando la necesidad de planificar de esta forma. Si hay divergencias en el grado y la forma de integrar mayor participación a la planificación que hace la misma distribuidora, por un lado se opina que las distribuidoras deben permitir y habilitar esta participación y por otro lado que esta participación debiera ser canalizada principalmente a través del regulador que tiene que hacerla llegar a la distribuidora.

Igualmente, entre las opiniones de los participantes hay diferentes grados de involucramiento del Estado en la planificación. Por ejemplo, un participante opina que el proceso debe estar dirigido por el regulador y que debe ser vinculante, pero dejando cierta grado flexibilidad



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



donde el rol de un coordinador en distribución es fundamental. Por otro lado, otro participante opina que la planificación debe realizarla el que esté más cerca, es decir, la misma distribuidora, pero luego el regulador debe aprobar ese plan aunque considera que eso es un trabajo muy arduo y difícil para el regulador. Luego, otro participante va más allá y sostiene que el regulador debe fijar el marco legal (por ejemplo normas de calidad de servicio) y luego cada empresa ve la forma de cumplir con ello haciendo su propio plan. Asimismo, se puede establecer un sistema parecido al de Inglaterra donde la empresa de distribución puede postular a proyectos específicos. Por ejemplo, si hay una zona muy deprimida en calidad de servicios por ejemplo, se postula a proyectos en ese ámbito y se aprueba en forma muy específica. En este sentido, hubo varios comentarios que mencionan que se debiera planificar proyectos o aspectos específicos que surjan en el futuro como mejoras de calidad, aumentos en la generación distribuida u otros servicios.

Hubo bastante desacuerdo en planificar en forma vinculante. Surgen algunas opiniones sobre el grado de involucramiento de la comunidad, pero tampoco hay acuerdo en ello. Por un lado, algunos sostienen que debe ser la misma CNE o el regulador quien hará más coherente la relación de la distribuidora con los vecinos, pero por otro lado se sostiene que no se puede traspasar ese problema al regulador suponiendo que la empresa la que realiza la planificación y la que está más cerca de las personas.

Dos aspectos finales que afectarán a la planificación en sentidos opuestos son la entrada de medidor inteligentes y la entrada de recursos distribuidos. Por un lado, la futura mayor disponibilidad de medidores inteligentes masivos potenciará la cantidad de información disponible lo que facilita realizar planificación. Pero por otro lado, la entrada masiva de más generación distribuida y recursos distribuidos en general complicaría la planificación, pues el grado de penetración y la ubicación de esta generación introducen un alto grado de incertidumbre.

El trabajo en sala del subgrupo de David Watts fue registrado en papelógrafos, las fotos de las principales conclusiones son las siguientes:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

"Estudios y propuestas"

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Planificación DW (1)

- 1) Fundamental operador (Actual notes)
- 2) Aprovechar Smart Grid
Participar todos agentes
Dirección del regulador de la planif.
Proceso simultáneo con alguna flexibilidad
↳ para todos los agentes

Operador? → Simulador al computador
Es la dx.
Existen duplicidad de gestión (sup. demanda)

P2) Planificación en red única
Considerar al que está más cerca luego de plan.
El regulador opera y luego se hace simulación
Análisis de escenarios
A la CNE llegamos desde uno de los administradores

P3) No hacer planificación en dx. DW (2)

- ↳ dx no opera en consecuencia
- ↳ Al igual el mercado legal cada empresa puede hacer plan
- ↳ Interacción: la empresa puede la propuesta al regulador y se operan en forma separada
- ↳ Calidad de servicio / Tensión de red
- ↳ No planificación centralizada

P4) Control de flujo que hay que cumplir

- ↳ Cada empresa al comprar, vende
- ↳ Para obtener el consenso o acuerdo presentan a CNE propuesta específica
- ↳ Cuando transacción con pueden producir flujos específicos
- ↳ Tratados puntuales
- ↳ Cuando se determinan los contenidos de flujo
- ↳ Cuando se determinan los contenidos de flujo y gestión de calidad de servicio y gestión de calidad de servicio

P5) Planificación de la dx por control por

- ↳ Distribución de la planificación de otros agentes simultánea
- ↳ Cuando otros agentes (manejadores) planifican la dx
- ↳ Responder flujos específicos de gestión de calidad de servicio por cada estación

P6) Regulación de la dx (control por flujo)

- ↳ Operador diferente a la dx (control por flujo)
- ↳ Planificación de la dx y la dx no se maneja sola
- ↳ Se maneja la dx y la dx no se maneja sola
- ↳ Se maneja la dx y la dx no se maneja sola

DW (3)

→ dx tiene información de coordinación con la dx
→ dx tiene información de coordinación con la dx

P7) En dx son los modelos (modelos de coordinación)

Planificación "operativa" es importante
Control de flujo
Debe operarse en la empresa que dispone de red
Desarrollar modelos para formular otras inversiones
Debe haber una forma de control por los datos de los agentes (datos)

P8) Regulación de la dx, habilita la red para que pueda manejar flujos

P9) Regulación de la dx, habilita la red para que pueda manejar flujos

P10) dx es monopolio natural
Este regulador es diferente al resto del sistema
Que el regulador sea monopolio o de gestión de regulación (actualmente la CNE)

P11) Compleja que el que planifica, que sea diferente del que opera

DW: Regulación de la dx en plan?

- ↳ Al igual de la dx, que sea controlada (la dx no puede controlarse)
- ↳ Cuando se maneja la dx, que sea controlada (la dx no puede controlarse)

P12) Que sea el dx, es la información del dx

4.1.2 GRUPO 1: SUBGRUPO LIDERADO POR DANILO ZURITA



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



En el subgrupo liderado por Danilo Zurita los participantes profundizaron acerca de los potenciales esquemas de planificación en distribución. Se preguntó ¿Se debe planificar o no? ¿Qué actor debiese participar en la planificación? ¿las municipalidades? ¿Otro organismo? ¿Qué aspectos debiera tratar la planificación?

La mayor parte de los participantes sostienen, al igual que en el otro subgrupo, mantener la planificación en las distribuidoras entregando todas las flexibilidades a las distribuidoras para que desarrollen su giro y que el regulador establezca las normas, los propósitos y los estándares. La distribuidora será fiscalizada para que cumpla con los estándares.

También se opinó que es imposible separar la remuneración de la expansión de la red. En este sentido algunos participantes opinaron que se debía mantener la empresa modelo como forma de garantizar la eficiencia económica de la distribución y que se podrían incorporar y mejorar los índices de disponibilidad y calidad de servicio como restricciones para incentivar mejoras. Incluso algunos opinaron que podrían introducirse multas a las distribuidoras que no cumplan (por ejemplo bajándolas tarifas). Con respecto a la GD se opinó que esta debe considerarse como un input al proceso de tarificación. Otros opinaron que la GD ya se considera en la planificación de las distribuidoras pero debido a que es muy aleatoria su entrada y operación de deben buscarse nuevos y mejores mecanismos como por ejemplo sobredimensionar los alimentadores, lo cual permitiría introducir holguras. Este argumento para sobredimensionar los alimentadores además fue apoyado por algunos que destacaron la dificultad que tienen las distribuidoras para desconectar cargas debido a las exigencias de calidad.

Al mismo tiempo, se señala que la distribuidora debiera tener más responsabilidad y tener mayor interacción con organismos que representen el ordenamiento público territorial (por ejemplo: la municipalidad). Asimismo, la distribuidora se debe hacer cargo de proyectar la generación y recursos distribuidos que pudieran ir apareciendo en sus redes y los nuevos ingredientes que van a afectar el desarrollo de la misma, pero siempre con la libertad y flexibilidad de proponer y defender sus planes.

Otro argumento a favor de mantener la planificación en las distribuidoras es el dinamismo de las redes. Se señala que actualmente la distribuidora planifica a 4 años con revisiones anuales, pero todo lo que se planifica al segundo año ya no se cumple debido al dinamismo de las expansiones. Planificar de forma vinculante sería ineficiente económicamente. Por último, se señala que las realidades de cada empresa son muy diferentes y por tanto dejar al planificando todas las redes es darle una tarea muy difícil, sino imposible de realizar.

El trabajo en sala del subgrupo de Danilo Zurita fue siendo registrado en papelógrafos, las fotos de las principales conclusiones son las siguientes:

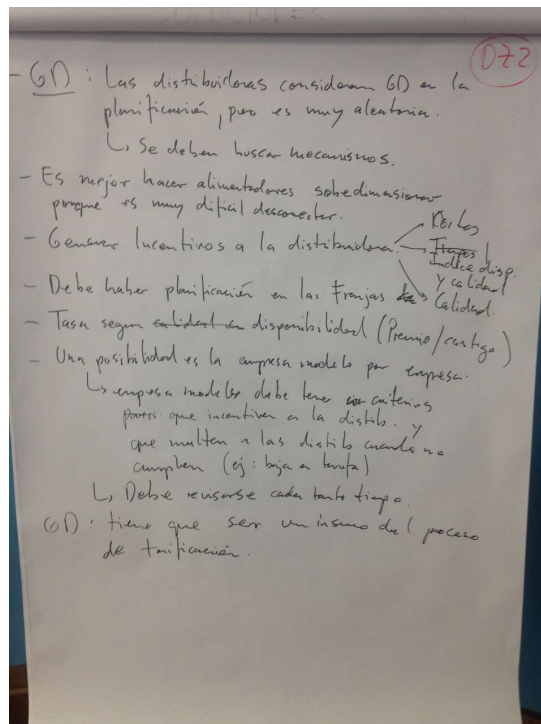
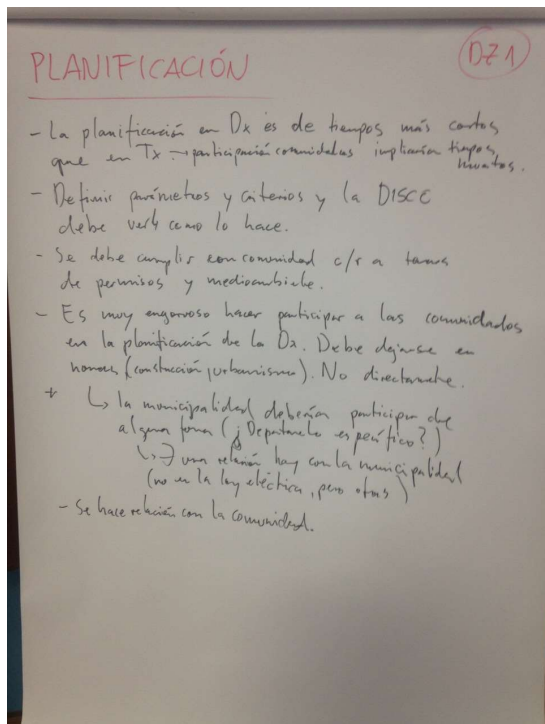


Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



4.2 Propuesta Grupo 2: Financiamiento y tarificación

Durante el Taller N°3 se dio la oportunidad a los participantes del Grupo N°2 que opinen respecto a las principales propuestas y divergencias resumidas de los 2 talleres anteriores asociadas al financiamiento y tarificación.

El levantamiento de estas opiniones se hizo a través de dos métodos. Primero, mediante el trabajo individual de los participantes con el Formulario N°2 “Propuestas de discusión”. Segundo, por medio de una dinámica en sala donde los participantes tuvieron la oportunidad de socializar sus propuestas y discutir sus divergencias. Las respuestas textuales del Formulario N° 2 para todos los participantes, se presentan en los Anexos.

Para mejorar el uso del tiempo y promover la participación de un mayor número de participantes del taller, la dinámica en sala fue efectuada en dos subgrupos liderados por los coordinadores David Watts y Rodrigo Gutiérrez.

En las siguientes subsecciones se resume la discusión en sala por subgrupo y se presentan los grados de acuerdo y desacuerdo con cada una de las propuestas.

4.2.1 GRUPO 2: RESUMEN DE LA DISCUSIÓN EN SALA

A continuación se presenta un resumen de la discusión que se realizó en base al formulario N°2 “Propuestas de discusión” para cada subgrupo en el taller. Este resumen está hecho en base a



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



las actas que se levantaron y a las grabaciones obtenidas de la sesión de trabajo, de manera de lograr una visión general de lo discutido. Las imágenes de los papelógrafos y las actas completas se encuentran en las secciones E y F de los Anexos.

Resumen de la discusión en sala para el subgrupo liderado por Rodrigo Gutiérrez



Se comienza preguntando al subgrupo qué opinan acerca de las soluciones al problema 1: **“Mejorar la representación de diversas realidades nacionales en el modelo de remuneración al aumentar el número de áreas típicas y al incorporar nuevos factores que la definan.”**

Las opciones planteadas están asociadas al número de áreas típicas o estudios tarifarios que se deben desarrollar (hoy son 6 áreas típicas y más de 6 concesionarios)

En el subgrupo de Rodrigo Gutiérrez hay un cierto consenso de realizar un estudio por empresa concesionaria, lo cual es lo mismo que un área típica por empresa, más allá que para las empresas pequeñas habría más costo que beneficio de efectuar esta opción. Lo anterior puesto que un estudio por empresa recogería más adecuadamente la heterogeneidad que enfrenta una empresa como la densidad, los factores climáticos y socioeconómicos, recursos energéticos y tipo de usuarios (Rural/Urbano, residencial/comercial/industrial).

Respecto a la pregunta 2 sobre **“Habilitar el desarrollo de nuevos agentes y provisión de nuevos servicios.”** Las Propuesta de los participantes en talleres anteriores se relaciona a i) Desacoplar las ventas de energía y los ingresos de las distribuidoras y ii) Reconocer en tarifas de nuevas tecnologías (ejemplos: “smartgrids”, medición inteligente). Por otra parte, las Divergencia entre los participantes de los talleres anteriores se relaciona con: a) No está claro si la entrada de nuevos agentes puede reducir costos debido a que las licitaciones de suministro para los sistemas de distribución han mostrado ser muy competitivos en el tiempo; y con b) Si se cree que nuevos agentes pueden ofrecer nuevos servicios.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Las opiniones de los participantes se relacionan con la necesidad de levantar evidencia internacional que permita afirmar que la entrada de nuevos agentes (comercializador) generaría una reducción de los costos y sí es recomendable que se habiliten su entrada, pues hoy en Chile ya se realizan licitaciones muy competitivas para el suministro de las concesionarias de distribución. Se menciona que en Inglaterra se ha introducido la figura del el comercializador, el cual es distinto a la distribuidora y pagan tarifas de peaje por el uso de la red. Además, con más agentes se pueden hacer “ofertas a la medida” en áreas como agregadores de demanda (GD, baterías, etc.). Se opina que más que reducir los costos, el valor del comercializador es ofrecer nuevos servicios a los usuarios que les sean beneficiosos.

También se sugiere la necesidad de hacer pruebas pilotos para evaluar experimentalmente como sería el funcionamiento e impacto de algunos nuevos servicios, pues generar un cambio muy amplio podría implicar un alto costo.

Por último, hay opiniones que indican que no ven problema que la distribuidora participe en la comercialización, como en la industria de comunicaciones. Por ejemplo, Movistar tiene infraestructura de distribuidor y también es comercializador. Paralelamente en esta industria existen otras empresas que compran a un distribuidor y son comercializadores.

Respecto a la pregunta 3 de **“Mitigar el riesgo de financiamiento de la red ante la entrada de nuevos servicios como por ejemplo la generación distribuida.”** Las Propuestas de los participantes son de talleres anteriores son: a) Desacople de las ventas de energía y los ingresos de la distribuidora; b) Definir una metodología para estimar el uso y financiamiento de la red en el esquema tarifario; y c) Ajustar interanualmente las tarifas por el impacto de generación distribuida u otros servicios.

Durante la discusión en sala entre los participantes hay acuerdo en desacoplar las ventas de energía y los ingresos de la distribuidora [alternativa a)], pues la Distribuidora enfrentará riesgo de financiamiento. La pregunta es cómo lo resuelve la distribuidora. Hay consenso en que la GD puede generar riesgo a la distribuidora de “cuando” y “cuanto” será la penetración de la Generación Distribuida.

Otra opinión dice que no está convencido en quitarle riesgo a la distribuidora.

Respecto a la pregunta 4 planteada en la discusión en sala: **“Incorporar o crear un órgano independiente para dirimir controversias, en especial respecto de la remuneración, pensando especialmente en el reemplazo de la actual 2/3 – 1/3 de los estudios.”**, las propuestas de los participantes del taller anterior fueron las siguientes: a) que el Panel de expertos estudie y resuelva las discrepancias y b) que se forme un comité específico para cada estudio tarifario elegido por el regulador, la empresa y uno por sorteo o por acuerdo (referencia: tarificación de las aguas); c) que exista un árbitro divergente, el cual simplemente dirime o da la razón a una o dos proposiciones divergentes.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Durante la discusión en sala hubo consenso en que sea el panel de experto el que resuelve las discrepancias, pero con la necesidad de incorporar a uno o más representantes de la distribución u otras áreas como por ejemplo energías renovable. En el caso del estudio de remuneración (VAD) el panel de expertos debiera dirimir controversias de un solo estudio, evitándose que existan dos estudios, uno de la CNE y otro de la empresa de distribuidora.

Hay otras opiniones que indican que el forma de dirimir las controversias depende de la naturaleza del problema, pues el mundo de la distribución está más atomizado y los tiempos en que se deben resolverlos temas son mucho más cortos y la modelación es diferente. En este sentido habría que separar los problemas que demandan soluciones rápidas de los que requieren un análisis más detallado y pausado debido a su impacto. Se propuso en este contexto que habría que separar las controversias tarifarias (que son de gran relevancia) de otros problemas que puedan surgir.

Respecto a la pregunta 5: **“Mejorar la búsqueda de eficiencia económica más allá de la empresa modelo y las áreas típicas.”** Las divergencias entre participantes en talleres anteriores son: Mecanismos transparentes que permitan la a) competencia entre empresas, b) aprovechar economías de ámbito y escala y c) establecer incentivos a la distribuidora y al mercado en general.

En la discusión en sala se expresaron opiniones que estaban a favor de separar los fierros (monopolio) de la comercialización (competencia). Por otra parte, hubo participantes que manifestaron la necesidad de aprovechar las económicas de escala que pueden ofrecer las distribuidoras, pero tampoco desincentivando la competencia a priori.

Para resolver la divergencia se propuso hacer un estudio para analizar qué tipos de servicios son más eficientes y cuáles pueden ser potencialmente competitivos.

Otras opiniones apuntan en contra de la alternativa que aprovecha las economías de escala y ámbito de la distribuidora pues le quita flexibilidad y calidad a la oferta de servicio. Se argumentó que una empresa que provea de medidores inteligentes en Chile también los puede proveer a nivel mundial y de esa forma puede tener economía de escala en la comercialización, por lo que las economías de escala que pueda alcanzar la distribuidora pueden no ser relevantes.

Se comenta que hay un estudio del MIT “Utility of the future” donde se presenta un listado de qué servicios pueden ser competitivos. Por ejemplo, traslado de punta, agregación de demanda, gestión de demanda, GD, etc.

Los participantes están de acuerdo con la alternativa c) pero la pregunta es ¿Cómo se va a lograr?



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



Respecto a la pregunta 6. **“Introducir nuevos esquemas de medición para habilitar nuevas tarifas y facilitar la disponibilidad de información a través de la incorporación de medición inteligente.”**, las divergencia entre los participantes de los talleres anteriores estuvieron relacionadas con: a) la propiedad de los medidores donde los participantes defendieron la posibilidad de que la propiedad del medidor sea de la distribuidora o de una tercera parte distinta al consumidor o la distribuidora y b) el uso y difusión de la información donde los participantes por una parte relevan la necesidad de disponer de toda la información disponible para poder minimizar las asimetrías de información y por otra enfatizan la necesidad de mantener la privacidad de esta.

Los participantes están de acuerdo en que hay que separar la propiedad de medidor (que es un tema secundario) del uso de la información. Lo importante es que la información esté disponible para todos por igual. No se debe confundir la propiedad del medidor con la información que genera, lo importante es que la información sea transparente, pública y disponible (con previo acuerdo del consumidor).

Los estándares que debe cumplir el medidor deben ser regulados y que se garantice que sean de calidad.

También hubo quienes opinaron que el medidor debe ser operado y mantenido, por lo que se considera ineficiente que un nuevo agente realice esta actividad y que debería seguir haciéndolo la distribuidora. Se debiera analizar este tema y optar por el camino más eficiente.

De la discusión algunos concluyeron que se debe determinar cómo se puede operar y mantener el equipo de manera más eficiente. Este puede ser operado y mantenido por la distribuidora o por un tercero, pero no se debiera definir esto desde antes sin antes analizado y estudiado esto previamente.

Respecto a la pregunta 7: **“Mejorar diversos aspectos del estudio del VAD que permitan la convergencia entre la autoridad y las empresas.”**, se propuso realizar estudios previos que sirvan como input al VAD, mejorar los estándares de información, realizar sólo un estudio con participación de la empresa y el regulador, y establecer mecanismos que permitan acercar posiciones.

La discusión en sala respecto a posibles estudios previos al VAD se refirió a la necesidad de realizar estudios de demanda y de generación distribuida (GD). Respecto a GD debieran ser vinculantes para reducir las discrepancias. Se indica que respecto a estudios de costos de componentes y equipos, esto ya está resuelto por parte de la SEC, es un proceso que está regulado y que tiene panel de expertos. Al respecto, no hay opiniones en contra pues la distribuidora puede reclamar. Finalmente, hay acuerdo respecto a desarrollar estudios que determinen factores esenciales para el cálculo de tarifas finales que permitan incluir en el VAD



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



el cálculo de las tarifas finales (ejemplo: Factor de coincidencia). Pero se sugiere tener instancias de opinión.

Respecto a la propuesta de mejorar los estándares de información del VAD: calidad, transparencia y validación de los datos, la opinión es que esto ya se hace pero se debieran dar instancias de opinión y de difusión

En cuanto a la propuesta de realizar sólo un estudio con participación de la empresa y el regulador se opina que debiera realizarse un estudio parecido a lo que se hace en el sector de Transmisión.

Finalmente, en cuanto a la propuesta sobre establecer un mecanismo para la socialización, publicación y cuestionamiento que acerquen posiciones, hay opiniones que indican dejar la puerta abierta por si alguien quiere informarse, aunque no vaya nadie.

Finalmente, respecto a la pregunta 8: **“Flexibilizar la tasa costo de capital para que esté de acuerdo al riesgo del negocio”**, las propuesta de los participantes de los talleres anteriores son las siguientes: a) Rango mínimo-máximo de la tasa, b) Estudio periódico y vinculante; c) una tasa flexible; y d) una tasa de costo de capital estable.

Los participantes opinaron estar de acuerdo en que la tasa debe reflejar el riesgo del negocio y, por tanto, una tasa fija no es deseable. Sin embargo, creen riesgoso una tasa flexible al generar alta incertidumbre al evaluar el proyecto. Además, proponen que los cambios de tasas deben ser para inversiones futuras y no pasadas. Algunos participantes proponen que se debe hacer un estudio para determinar la flexibilidad de los rangos de las tasas Máximo-Mínimo y la periodicidad en que rijan estos rangos, que sean los más representativos del riesgo del negocio.

Resumen de la discusión en sala para el subgrupo liderado por David Watts





Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



Se comienza preguntando al subgrupo qué opinan acerca de las soluciones al problema 1: **“Mejorar la representación de diversas realidades nacionales en el modelo de remuneración al aumentar el número de áreas típicas y al incorporar nuevos factores que la definan.”**

Las opciones planteadas están asociadas al número de áreas típicas o estudios tarifarios que se deben desarrollar (hoy son 6 áreas típicas y más de 6 concesionarios)

En el subgrupo de David Watts hay un cierto consenso de realizar un estudio por empresa, ya que hay muchos factores que no se incorporan al continuar con áreas típicas (Forma de administrar empresas de distintos tamaños, razón CAPEX OPEX, temas geográficos, etc.). Hay opiniones de que con la tecnología actual se puede hacer estudios por empresa.

Respecto a la pregunta 2 sobre **“Habilitar el desarrollo de nuevos agentes y provisión de nuevos servicios.”** Las Propuesta de los participantes en talleres anteriores se relaciona a i) Desacoplar las ventas de energía y los ingresos de las distribuidoras y ii) Reconocer en tarifas de nuevas tecnologías (ejemplos: “smartgrids”, medición inteligente). Las Divergencia entre los participantes se relaciona con: a) No está claro si la entrada de nuevos agentes puede reducir costos debido a que las licitaciones de suministro para los sistemas de distribución han mostrado ser muy competitivos en el tiempo; y con b) Si se cree que nuevos agentes pueden ofrecer nuevos servicios.

Las opiniones de los participantes se relacionan con un acuerdo del desacople de las ventas de energía con los ingresos. Hay preocupación de realizar este desacople de forma correcta, evitando hacer un modelo como el Californiano. Se observa una diferencia de definiciones de los que los participantes entienden por desacople.

También se opina que no se puede tener certeza del efecto del ingreso de nuevos agentes. Se prevén obstáculos para la eficiencia energética por parte de la licitación. Se notan opiniones muy variadas sobre la falta de conocimiento de lo que traería incorporar nuevos agentes para tener más opciones.

Respecto a la pregunta 3 de **“Mitigar el riesgo de financiamiento de la red ante la entrada de nuevos servicios como por ejemplo la generación distribuida.”** Las propuestas de los participantes son: a) Desacople de las ventas de energía y los ingresos de la distribuidora; b) Definir una metodología para estimar el uso y financiamiento de la red en el esquema tarifario; y c) Ajustar interanualmente las tarifas por el impacto de generación distribuida u otros servicios.

Entre los participantes existen algunas opiniones acerca que es probable que generarán subsidios con los que tengan generación distribuida. Hay preocupación por el efecto que tendrá la incorporación de GD para aquellos que no tengan. Otras opiniones sugieren que se podría ver



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



tarificación en función del uso por la inyección, lo que es contrario a la nueva ley de distribución donde no se pagan las inyecciones.

Respecto a la pregunta 4 planteada en la discusión en sala: **“Incorporar o crear un órgano independiente para dirimir controversias, en especial respecto de la remuneración, pensando especialmente en el reemplazo de la actual 2/3 – 1/3 de los estudios.”** Las propuestas de los participantes: a) Panel de expertos que estudie y resuelva discrepancias y b) Comité específico para cada estudio tarifario elegido por el regulador, la empresa y uno por sorteo o por acuerdo (referencia: tarificación de las aguas); c) Arbitro divergente: El árbitro simplemente dirige o da la razón a una o dos proposiciones divergentes.

Hay consenso en que sea el panel de experto el que resuelve las discrepancias, pero se debe incorporar a uno o más representantes de otras áreas como energías renovables, distribución u otras. El panel de experto debiera ir a ver detalles de un solo estudio. Hay varias opiniones en contra del árbitro específico.

Respecto a la pregunta 5: **“Mejorar la búsqueda de eficiencia económica más allá de la empresa modelo y las áreas típicas.”** Las divergencias entre participantes en talleres anteriores son: Mecanismos transparentes que permitan la a) competencia entre empresas, b) aprovechar economías de ámbito y escala y c) establecer incentivos a la distribuidora y al mercado en general.

Hubo una opinión que veía una contradicción entre hablar de economías de ámbito de escala y hablar de áreas típicas, diciendo que no es muy aplicable. Otra opinión relacionada a establecer incentivos no estaba de acuerdo, ya que la existencia de empresas multinacionales ponen en duda el punto al que van a llegar las economías de ámbito.

Respecto a la pregunta 6. **“Introducir nuevos esquemas de medición para habilitar nuevas tarifas y facilitar la disponibilidad de información a través de la incorporación de medición inteligente.”** Las divergencia entre los participantes: a) Propiedad de los medidores: los participantes defienden distintas posibilidades entre las que se destacan la distribuidora o una tercera parte (distinta al consumidor o distribuidora) y b) Uso y difusión de la información: Los participantes defienden distintas posibilidades.

Hay preocupación sobre dónde cae la responsabilidad de una mala gestión al incorporar medidores inteligentes. Hay opiniones que dicen que si se incluye un tercero a la propiedad de los medidores se puede perder la responsabilidad de otras áreas (fallas de la red, problemas con lecturas).

Por otro lado, existe controversia sobre la información de los clientes, si debiese ser pública o no. Existen opiniones de que la información debería ser pública y accesible para todos.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



Respecto a la pregunta 7: “**Mejorar diversos aspectos del estudio del VAD que permitan la convergencia entre la autoridad y las empresas.**” Se propuso realizar estudios previos que sirvan como input al VAD, mejorar los estándares de información, realizar sólo un estudio con participación de la empresa y el regulador, y establecer mecanismos que permitan acercar posiciones.

Se menciona la dificultad de realizar mejoras en el VAD sin tener respaldo estadístico. Se cuestiona sobre si se quiere modificar en la ley, ya que va a quedar muy inflexible. Se menciona que los que deberían hacer el estudio es un consultor que este validado por la familia y que ese estudio visto por la comisión y la CNE.

Finalmente, no hubo tiempo suficiente para realizar discusión acerca de la pregunta 8: “**Flexibilizar la tasa costo de capital para que esté de acuerdo al riesgo del negocio**”. Las propuestas de los participantes son las siguientes: a) Rango mínimo máximo, b) Estudio periódico y vinculante; c) Una tasa flexible; y d) Tasa de costo de capital estable.

4.2.2 GRUPO 2: VALIDACIÓN DE LAS PROPUESTAS DE DISCUSIÓN

A continuación, se presenta la Tabla 51 y Tabla 52 con las propuestas de discusión, tal como se encontraban en el formulario N°2. Dentro de cada propuesta muestra el resultado de los acuerdos y desacuerdos de los participantes frente a los diversos temas.

La propuesta más votada se relaciona al problema 4 sobre incorporar o crear un **órgano independiente** para **dirimir controversias**, en especial respecto de la remuneración, pensando especialmente en el reemplazo de la actual **ponderación 2/3-1/3** de los estudios, cuya propuesta de tener un **panel de expertos** que estudie y resuelve discrepancias recibió la mayor votación con 23 acuerdos y 1 desacuerdo. A este lo sigue la solución a la propuesta 2 de habilitar el desarrollo de **nuevos agentes** y la provisión de **nuevos servicios**, donde la solución de **desacoplar** las **ventas de energías** y los **ingresos** de la **distribuidora** que registra 23 acuerdos y 0 desacuerdo.

La solución con mayor grado de desacuerdo, al igual que en la discusión en sala, es la del **árbitro divergente** que simplemente elije o da la razón a una de las dos proposiciones divergentes en relación a la propuesta 4 de incorporar o crear un **órgano independiente** para **dirimir controversias**, en especial respecto de la remuneración, pensando especialmente en el reemplazo de la actual **ponderación 2/3-1/3** de los con 1 acuerdos y 19 desacuerdo. La segunda solución con mayor número de desacuerdos se relaciona mismo tema, pero cuya solución plantea un comité específico para cada estudio tarifario elegido por el regulador, la empresa y uno por sorteo o por acuerdo (referencia: la tarificación de las aguas), que recibió 5 votos a favor y 16 votos en contra.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 51: Listado de las propuestas para la discusión con sus acuerdos y desacuerdos. (1/2)

Propuestas para la discusión	N°	Acuerdo / Desacuerdo	
		A	D
1. Mejorar la representación de las diversas realidades nacionales en el modelo de remuneración al aumentar el número de áreas típicas y al incorporar nuevos factores que las definan.	1	16	2
Opciones planteadas asociadas al número de áreas típicas o estudios tarifarios que se deben desarrollar (Hoy son 6 áreas típicas y más de 30 concesionarias):			
a. Mantener el número de áreas típicas actual.	1.1.a	0	14
b. Aumentar el número de áreas típicas a un número superior al actual pero inferior al total de	1.1.b	2	13
c. Definir un área típica por concesionaria .	1.1.c	12	6
d. Definir más de una zona homogénea por concesionaria (concesionaria se dividiría en varias zonas).	1.1.d	5	10
Factores mencionados que podrían representar significativamente las diversas realidades en cada zona o área típica			
a. Densidad de consumos eléctricos .	1.2.a	15	0
b. Factores climáticos (temperatura, humedad, etc.).	1.2.b	14	0
c. Factores socioeconómicos , (educación, ingresos, nivel socioeconómico).	1.2.c	6	7
d. Recursos energéticos (radiación solar, viento, hidrología, etc.).	1.2.d	6	7
e. Rural/urbano (densidad poblacional, largo de alimentadores, etc.).	1.2.e	14	1
f. Tipo de usuario (tamaño, residencial/comercial/industrial).	1.2.f	11	2
2. Habilitar el desarrollo de nuevos agentes y la provisión de nuevos servicios .	2	15	0
Propuestas de los participantes			
a. Desacoplar las ventas de energías y los ingresos de la distribuidora .	2.1.a	23	0
b. Reconocer en tarifas de nuevas tecnologías (ejemplos: “smartgrids”, medición inteligente).	2.1.b	19	2
c. Incentivar la innovación a través de instrumentos específicos.	2.1.c	14	5
Divergencia entre los participantes			
a. No está claro si la entrada de nuevos agentes puede reducir costos debido a que las licitaciones de suministro para los sistemas de distribución han mostrado ser muy competitivos en el tiempo.	2.2.a	12	7
b. Si se cree que nuevos agentes pueden ofrecer nuevos servicios .	2.2.b	15	3
3. Mitigar el riesgo de financiamiento de la red ante la entrada de nuevos servicios como por ejemplo la generación distribuida.	3	13	3
Propuestas de los participantes			
a. Desacople de las ventas de energías y los ingresos de la distribuidora .	3.a	22	0
b. Definir una metodología para estimar el uso y financiamiento de la red en el esquema tarifario.	3.b	14	3
c. Ajustar interanualmente las tarifas por el impacto de generación distribuida u otros servicios.	3.c	8	9
4. Incorporar o crear un órgano independiente para dirimir controversias , en especial respecto de la remuneración, pensando especialmente en el reemplazo de la actual ponderación 2/3-1/3 de los estudios.	4	17	1
Propuestas de los participantes: Se propusieron diversas opciones como un Panel Experto con integrantes de la distribución, un comité especial o un árbitro divergente)			
a. Panel de Expertos que estudie y resuelva discrepancias.	4.a	23	1
b. Comité específico para cada estudio tarifario elegido por el regulador, la empresa y uno por sorteo o por acuerdo (referencia: la tarificación de las aguas).	4.b	3	16
c. Árbitro divergente : El árbitro simplemente elije o da la razón a una de dos proposiciones divergentes	4.c	1	19
5. Mejorar la búsqueda de eficiencia económica , más allá de la empresa modelo y las áreas típicas.	5	14	1
Divergencia entre los participantes: mecanismos transparentes que permitan la competencia entre empresas , aprovechar economías de ámbito y escala, y establecer incentivos.			
a. Competencia : donde se demuestre que los mercados pueden liberalizarse sin afectar a los usuarios.	5.a	16	1
b. Economías de ámbito y escala : Aprovechar ventajas que posee la distribuidora para reducir los costos como por ejemplo economías de escala para el despliegue y mantención de la medición inteligente o economías de ámbito al integrar distintos servicios en un sistema de información (gas, agua, calor, etc.).	5.b	13	7
c. Incentivar a la distribuidora o al mercado en general : mejorar la eficiencia económica (mejorando la calidad de servicio, innovación, fomento a la competencia.).	5.c	16	2



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 52: Listado de las propuestas para la discusión con sus acuerdos y desacuerdos. (2/2)

Propuestas para la discusión		N°	Acuerdo / Desacuerdo				
			A	D			
6. Introducir nuevos esquemas de medición para habilitar nuevas tarifas y facilitar la disponibilidad de información a través de la incorporación de medición inteligente.		6	20	0			
a. Propiedad de los medidores: Participantes defienden distintas posibilidades entre las que se destacan la distribuidora o una tercera parte (aparte del consumidor y la distribuidora)							
(1) Distribuidora: debido a las economías de escala .		6.a.1	13	7			
(2) Tercera parte (aparte del consumidor y la distribuidora): sería una empresa independiente que serviría como garante de la medición ante el usuario , la distribuidora y cualquier otro agente .		6.a.2	10	10			
b. Uso y difusión de la información: Participantes defienden distintas posibilidades							
(1) Información pública y transparente: debe ser pública, transparente y disponible para todos.		6.b.1	11	8			
(2) Privacidad de la información: debe ser privada y su difusión es un peligro para las personas.		6.b.2	10	7			
7. Mejorar diversos aspectos del estudio de VAD que permitan la convergencia entre la autoridad y las empresas .					7	10	0
a. Estudios previos: que le sirvan como input y que permitan ir acercando posiciones entre regulado y regulador							
(1) Estudio que determine la clasificación zonas geográficas homogéneas (concepto similar a Áreas típicas).		7.a.1	7	6			
(2) Estimación del comportamiento de la demanda .		7.a.2	14	1			
(3) Estimación de la generación distribuida .		7.a.3	14	1			
(4) Estudio de costos de componentes y equipos .		7.a.4	9	4			
(5) Cálculo de factores esenciales para el cálculo de tarifas finales que permitan incluir en el VAD el cálculo de las tarifas finales (ejemplo: Factor de coincidencia).		7.a.5	12	3			
b. Estándares de información: mejorar la calidad, transparencia y validación de los datos							
(1) Estudio público y trazables con modelos disponibles a todo el público en general.		7.b.1	14	2			
(2) Monitorear diversas variables claves para la tarificación (pérdidas, demandas de perfiles incobrables, etc.).		7.b.2	14	0			
(3) Reducir la asimetría de información entre el regulador y el concesionario.		7.b.3	12	0			
(4) Mejorar la contabilidad regulatoria al uniformar y estandarizar la información.		7.b.4	13	0			
c. Un solo estudio VAD							
(1) Realizar un estudio por un consultor validado por la CNE y la empresa .		7.c.1	9	4			
(2) Realizar un estudio a cargo del regulador donde las distribuidoras y otros agentes puedan cuestionarlo .		7.c.2	4	10			
d. Mecanismo para la socialización, publicación y cuestionamiento que acerquen posiciones .							
(1) Establecer una serie de audiencias públicas .		7.d.1	10	4			
(2) Permitir realizar observaciones en instancias iniciales / intermedias el VAD.		7.d.2	13	1			
8. Flexibilizar la tasa de costo de capital para que esté de acuerdo al riesgo del negocio.					8	13	2
Propuestas de los participantes							
a. Rango min-max suficientemente atractivo para que la rentabilidad se ajuste al nivel de riesgo .		8.a	13	5			
b. Estudio periódico y vinculante con mecanismo objetivos de solución de controversias .		8.b	12	5			
c. Una tasa flexible según calificaciones de riesgo de mercado y evaluaciones de desempeño .		8.c	6	10			
d. Tasa de costo capital estable, de largo plazo , que incentive la permanencia de los agentes .		8.d	11	7			
9. Permitir tarifas flexibles con precios que podrían cambiar en el tiempo y espacio.					9	14	1
Propuestas de los participantes							
a. Desacoplar las ventas de energías y los ingresos de la distribuidora , lo cual permite facilitar las tarifas flexibles.		9.a	16	0			
b. Se debe habilitar primero la medición inteligente .		9.b	12	3			
c. Definir la granularidad de las tarifas .		9.c	11	1			
d. Liberalizar tarifas a todo nivel al permitir competencia entre comercializadores.		9.d	9	7			



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



4.3 Propuesta Grupo 3: Modelos de negocio

Durante el taller se les dio la oportunidad a los participantes del Grupo N°3 que opinen respecto a las principales propuestas y divergencias resumidas de los 2 talleres anteriores asociadas a los modelos de negocio de la distribución.

El levantamiento de estas opiniones se hizo a través de dos métodos. Primero, mediante el trabajo individual de los participantes con el Formulario N°2 “Propuestas de discusión”. Segundo, por medio de una dinámica en sala donde los participantes tuvieron la oportunidad de socializar sus propuestas y discutir sus divergencias. Las respuestas textuales del Formulario N° 2 para todos los participantes, se presentan en el Anexo B del capítulo 7 de este informe.

Para mejorar el uso del tiempo y promover la participación de un mayor número de participantes del taller, la dinámica en sala fue efectuada en dos subgrupos liderados por los coordinadores David Watts y Danilo Zurita.

En las siguientes subsecciones se resume la discusión en sala por subgrupo y se presentan los grados de acuerdo y desacuerdo con cada una de las propuestas.

4.3.1 GRUPO 3: RESUMEN DE LA DISCUSIÓN EN SALA

A continuación se presenta un resumen de la discusión que se realizó en base al formulario N°2 “Propuestas de discusión” para cada subgrupo en el taller N°3. Este resumen está hecho en base a las actas que se levantaron y a las grabaciones obtenidas de la sesión de trabajo, de manera de lograr una visión general de lo discutido. Las imágenes de los papelógrafos y las actas completas se encuentran en las secciones E y F de los Anexos.

Resumen de la discusión en sala para el subgrupo liderado por Ricardo Fuentes



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



La primera propuesta que se discutió fue la que tiene relación con la eficiencia energética (EE). Esta es: ***“Falta eliminar las barreras a la eficiencia energética y falta crear incentivos para su implementación”.***

Con respecto a esta propuesta se opina que existe una barrera para la inyección de energía eléctrica a la red por parte de la cogeneración, la cual sería la principal barrera que hace que se subutilice. También se opinó que el desacople ayuda a remover barreras porque cuando los ingresos de las distribuidoras están relacionados con la venta de energía entonces no hay incentivos a la EE. Otros participantes opinaron que los certificados blancos tienen que ver con los incentivos, tal como cualquier otra medida de EE. Se menciona que según la experiencia internacional, considerando los paybacks, los conocimientos de los consumos etc. la EE requiere un gancho para ser atractivo mientras se genera un mercado que preste bien este servicio, y que estos incentivos pueden por ejemplo ser: i) subsidios para la integración de tecnologías avanzadas, ii) tasas preferentes para créditos, etc. Esto se puede hacer a través de la distribuidora o a través de certificados blancos.

Respecto a los certificados blanco se opinó que a través de ahorros que se generan en alguna parte (ejemplo: cogeneración) se pueden vender certificados que pueden transarse. Estos con los certificados blancos.

Otro tema discutido tuvo que ver con la definición de eficiencia energética y hubo acuerdo que no sólo se refiere a eficiencia eléctrica, sino que abarca muchas más energías primarias.

Otra barrera para la EE que fue mencionada fue el desconocimiento de casos exitosos. En ese sentido se opinó que se debían promover y difundir estos casos. El problema de la EE sería que



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



es un negocio de costos fijos, y que existiría una gran asimetría de información de los clientes para que las ESCOs puedan proponerles soluciones de EE.

Algunos participantes comentaron respecto al problema que hubo con el incentivo a los sistemas solares térmicos. Según se indicó este se refiere al problema que se encuentra documentado en la literatura como “Principal Agent” y que se presenta cuando el agente que hace la inversión no percibe el incentivo.

Por otra parte se mencionó que existen dos modelos que dominan el tema de eficiencia energética hoy en el mundo. EL modelo californiano y el modelo europeo.

Finalmente, algunos participantes mencionaron la idea de crear incentivos a través de cuotas para la EE, muy similar a lo que se hizo con las ERNC.

Luego se discutieron conjuntamente los temas que tienen relación con una regulación más flexible y con separar los servicios monopolios de los servicios que puedan ofrecerse en mercados competitivos. Estas propuestas son las siguientes: ***“Implementar una nueva regulación flexible que habilite la entrada de nuevos agentes y nuevos servicios sustentables y nuevos modelos de negocio y que supere la actual rigidez que constituye una importante barrera para el desarrollo de nuevos modelos de negocios” y “Separar los servicios monopólicos de los servicios en los que se podría generar competencia.”***

Los participantes opinaron que separar los “fierros” de la comercialización puede no reducir los costos pero puede agregar nuevos servicios a los usuarios. Se recordó que se debe pensar en los nuevos servicios tales como GD, gestión de la demanda, agregadores, EE, etc. La mayoría Los comercializadores difícilmente podrían reducir costo, especialmente considerando que en Chile se realizan licitaciones competitivas

Se recordó que la energía es un commodity, por lo que las personas no necesariamente eligen racionalmente. En este sentido otros participantes opinaron que tendría que existir un estándar mínimo para los clientes y si estos quieren otros servicios que se cobren adicionalmente.

Durante la discusión algunos participantes mencionaron que la discusión se debía enfocar en la distribución del futuro y que la conversación debería estar pensada en función de la generación distribuida, domótica en las casas, acumulación y otras nuevas tecnologías y servicios. Las nuevas empresas que ofrezcan servicios a los clientes no debería acosar al cliente, pero se deben crear las facilidades para que entren empresas y nuevos servicios al mercado (por ejemplo, energía verde; energía barata, energía solar)

Además, varios participantes opinaron que los medidores inteligentes con de gran importancia, pues habilitan la información, la cual puede usarse para nuevos negocios y así establecer una Plataforma de servicios que entregue energía así como otros servicios.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Un participante opinó que la regulación no debe olvidar la realidad física de la electricidad. Se mencionó que “la flexibilidad debe ser inflexible respecto del tema física”, para que la red efectivamente abastezca lo que se prometió comercialmente. Otros participantes opinaron que para estructurar una regulación flexible deben quedar claros los principios y criterios básicos en la ley. Alguno de estos criterios mencionados por los participantes fueron: i) financiamiento de la infraestructura con eficiencia y ii) monitorear los mercados para asegurar que sean competitivos. Complementando con esto también hubo quienes mencionaron la idea de crear un ente técnico que permita revisar y establecer criterios técnicos para la implementación de servicios

La tercera discusión relativa a las propuestas se relacionó con la **“el riesgo del financiamiento de la red ante la entrada masiva de generación distribuida. Además, existe gran incertidumbre respecto a cuándo y en qué cantidad será esta entrada de GD”**.

Para este tema la discusión en primera instancia se centró en la pregunta de quién paga la infraestructura. Esto en relación al riesgo que existe de no pagarla si se reducen las ventas de energía por la entrada de la GD. En este sentido hubo participantes que opinaron que la red debe ser vista como un respaldo. Aunque no se use siempre la red será necesaria ya que estará disponible para ser usada en caso de ser necesario.

También se discutió entre los participantes la necesidad de identificar cómo se deben asumir los riesgos. Algunos participantes opinaron que el riesgo debe asumirlo el que pueda (la distribuidora) y otros opinaron que debía solucionarse al desacoplar las ventas de los ingresos de las distribuidoras. Esto se lograría al pagar separadamente por los fierros de la venta de la energía. En cuanto a esto último una gran mayoría estuvo de acuerdo con la idea de estudiar cómo se deben remunerar los fierros, formas distintas de realizar el desacople y que pasa cuando se sobreinvierte o subinvierte por ejemplo debido a una inesperada y masiva entrada (o no) de GD.

Las últimas propuestas discutidas tienen relación con la información de medición y con la medición inteligente que corresponden a las propuestas 4, 5 y 6. Estas propuestas son las siguientes: **“Habilitar e incentivar el recambio de los medidores antiguos por medidores inteligentes, lo cual permitiría la modernización y automatización de la red.”**, **“Propiedad de los medidores, asignación de costos y la difusión que debe tener la información.”** y **“La medición inteligente permitirá a su vez ofrecer una mayor gama de tarifas y el modelo regulatorio debe ser capaz de recoger con mayor rapidez los cambios tecnológicos e incorporar a la tarifa cuando corresponda.”**

En concreto estas propuestas se refieren al recambio de los medidores, de quien sería su propietario, a quién se le asignarían los costos, así como respecto al uso y la difusión de la información de las mediciones.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Al comienzo la discusión asociada a este problema se centró en la propiedad del medidor. Algunos de los participantes opinaron que el mejor agente para asignarle la propiedad es la distribuidora porque es quien mantiene hoy los medidores y porque sería el más interesado en su precisión. Se mencionó que la distribuidora tiene incentivo a mantener de buena forma los medidores porque le permite estimar las pérdidas técnicas y no técnicas (hurtos). Complementando con esto algunos opinaron que un servicio de medición realizado por un tercero agregaría costos. Otros participantes opinaron que un tercero serviría como garante de la precisión de la medición ante múltiples agentes (usuario, distribuidora, así como nuevos agentes como comercializadores, agregadores etc.). También se mencionó que la propiedad debía ser consistente con la forma en que se estructurara el mercado energético. En este sentido un participante aportó con la idea de licitar el servicio de medición para que se lo adjudique quien pueda ofrecer el precio más bajo (mayor eficiencia económica).

En cuanto a los detalles técnicos de los medidores inteligentes se argumentó durante la discusión que existen muchos tipos de medidores inteligentes y que sería importante unificar las especificaciones y estándares técnicos de estos medidores.

En cuanto la divergencia relacionada con quién y cómo debería hacerse el recambio de medidores, una buena cantidad de participantes estuvo de acuerdo con hacer un estudio que permitiera identificar donde se alcanzan las economías de escala. Esto permitiría entender si el recambio puede hacerse en forma individual, a nivel de distribuidora o a nivel nacional.

Finalmente se discutió el tema de la privacidad entre los participantes para esta propuesta. En este sentido la mayoría de los asistentes estuvieron de acuerdo que la información de la medición de los consumos debe ser pública pero se mencionó que se debe caer en un detalle que vulnere la privacidad de las personas. Una potencial solución mencionada por los participantes fue agregar los consumos lo suficiente como para que las personas se sientan protegidas pero a la vez permita la entrada de nuevos negocios. También hubieron quienes mencionaron que la información que se haga pública debe responder a las preguntas ¿para qué? y ¿cómo? Y que se debe establecer un procedimiento para la entrega de esta información.

Resumen de la discusión en sala para el subgrupo liderado por David Watts



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



8) Falta eliminar las barreras a la eficiencia energética y falta crear incentivos para su implementación

La discusión en esta pregunta se principalmente en torno al rol de la distribuidora en la eficiencia energética. Esto debido a que existen diferencias sobre el actor que debe liderar la eficiencia energética, pues por un lado se sostiene que no debe llevarlo la distribuidora por estar muy involucrada y representar competencia desleal para otros agentes. Pero, por otro lado, se sostiene que no se debe excluir ni prohibir a las distribuidoras participar pues son actores muy relevantes, muy cercanos a los consumidores, con canales de comunicación ya desarrollados y que por lo tanto pueden conseguir más eficazmente las medidas de eficiencia.

Se señala por un participante que financiar medidas de eficiencia energética mediante el desacople le entrega derechamente el negocio a las distribuidoras que naturalmente intentaría desplazar a otros energéticos. Por tanto, opina que no se debe seguir el modelo de California donde se cobra a clientes regulados para financiar medidas de eficiencia energética, pero dicho fondo es recaudado y administrado por las distribuidoras. Se aclara por otro participante que el desacople tiene otras funciones además de la eficiencia energética, de hecho, en California se diferencia "decoupling" de "decoupling plus", donde este último se le incorporan medidas de fomento a la eficiencia energética.

Se señala, por otro lado, que la distribuidora hoy sí tiene incentivos a generar eficiencias sobre todo con la potencia, pues mover carga de la punta tiene implicancias directas en postergar inversiones que es una de las forma que la empresa distribuidora tiene para competir con la empresa modelo y generar eficiencias. Al respecto, se señala que esto es más eficiencia económica que eficiencia energética y que no es lo mismo.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



Por último, se señala que un componente importante para fomentar la competencia en los negocios de eficiencia energética es el acceso a la información. Liberar la información, es fundamental para estudiar nuevas posibilidades de negocios.

5) Propiedad de los medidores, asignación de costos y difusión que debe tener la información

La discusión se da en torno a la información, la propiedad de los medidores y la asignación de costos del medidor. En relación a la información se señala que se debe avanzar mucho pues, el acceso a la misma se hace muy complicado incluso para los mismos consumidores. Por otro parte se señala que hay un problema de privacidad que se genera con la medición inteligente, pues con algoritmos de desagregación de carga se puede conocer incluso cada aparato electrónico. Ello se podría utilizar, por ejemplo, para vender bases de datos para usos comerciales.

Sobre la propiedad de los medidores se opina por algunos participantes que si cada cliente elige su medidor inteligente es un problema, incluso para la operación, pues los medidores requieren de infraestructura de comunicaciones y centros de información. El medidor mismo es tan importante como la estructura de medición que hay detrás del mismo. La mayor parte de los participantes no ven beneficios en que el medidor pertenezca al cliente, sino que debe pertenecer a un tercero o a la distribuidora. En todo caso el tercero, debería también administrar la infraestructura detrás de los medidores.

En cuanto a la socialización de los costos de los medidores en general hay acuerdo que se debe llevar al VAD, pues hay beneficios sistémicos, para la distribuidora y no solo beneficios de los consumidores. Aunque se indica que los beneficios generados dependerán del área, por ejemplo, en áreas más urbanas donde las redes se mantienen constantemente el beneficio de los medidores es más para los clientes. Por otro lado, se señala que en áreas más amplias y rurales el beneficio podría estar más por el lado de la distribuidora pues podrían usar la información para mantener las redes, evitar lectura, hacer corte remoto, etc. En todo caso, se sugiere desarrollar un estudio para cuantificar los beneficios en la implementación de los medidores inteligentes.

Se indica por último que un beneficio a sistémico muy relevante y pocas veces considerado es que con la medición inteligente se mejora mucho la calidad de los datos disponibles, lo que permite categorizar mejor los consumos y con ello hacer mejores políticas públicas.

6) La medición inteligente permitirá ofrecer una mayor gama de tarifas y el modelo regulatorio debe recoger con mayor rapidez los cambios tecnologías e incorporar a la tarifa cuando corresponda



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Para esta propuesta se centra la discusión en el rol que debe cumplir la tarifa regulada suponiendo la existencia de comercializadores y la información que debe entregarse a los consumidores para que hagan una elección de tarifa correcta e informada.

Primero se sostiene por algunos participantes que siempre se debería mantener un precio regulado como "techo", aun cuando se liberalicen las tarifas si es que entran comercializadores. En esta misma línea se señala que no debe entenderse como "techo" sino como referencia, pues alguien podría estar dispuesto a pagar más por algún atributo adicional, como por ejemplo, que sea energía limpia.

En cualquier caso, se indica que muy importante mantener el consumidor informada de forma efectiva. Es decir, con información transparente y comparable. Se sugiere, por ejemplo, entregar al usuario un chequeo de tarifas que le muestre otras opciones tarifarias para su perfil de consumo. Estas opciones deberían tener diferentes atributos (costo final más bajo, entrega de mayor información, posibilidad de uso de artefactos de mayor consumo, etc.). Por último, se señala que idealmente se debe regular la forma en que se entrega información al consumidor residencial.

7) Regular la integración vertical y horizontal en la distribución

La discusión se da en torno a la limitación de la distribuidora a participar en nuevos servicios. Por un lado, se señala que en realidad lo que importa es que el usuario final tenga la mejor tarifa final por estos nuevos servicios y no quien los provea. En este sentido, si la distribuidora puede aprovechar ciertas economías para ofrecer nuevos servicios a un costo atractivo, se señala que no debe limitarla, pues se estaría perjudicando a los consumidores.

Por otro lado, se señala que para permitir a la distribuidora participar en el desarrollo de nuevos servicios, debería haber mucha más transparencia en la información porque actualmente hay muchas asimetrías. Una vez reducidas las asimetrías se podría permitir a la distribuidora entrar a nuevos mercados, aunque, de todas formas se debe analizar individualmente. Por ejemplo, se señala que el caso de la generación distribuida es complejo, pues si la distribuidora participa tendría ventajas evidente en la conexión a la red (la distribuidora se autorizaría la conexión a ella misma).

Otros servicios podría ser más fácil su integración como por ejemplo, abrir la boleta a terceros comercializadores o incluso conciliar la factura entre servicios residenciales podría generar economías. Por último, se agrega respecto mejorar la regulación en torno a las condiciones de financiamiento que ofrecen las distribuidoras.

Es importante señalar que un participante manifiesta que el tema de la integración horizontal es un tema muy amplio donde pueden existir problemas asociados con otros actores que no están presentes en el taller (retail, seguros, etc.).



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



4) Habilitar e incentivar el recambio de los medidores antiguos por medidores inteligentes, lo cual permitiría la modernización y automatización de la red

Se centra la discusión en la temporalidad y nivel del recambio hacia medidores inteligentes. Los participantes muestran acuerdo en que el recambio debe ser masivo y rápido para aprovechar economías de escala. Además, la implementación de medición inteligente involucra cambios sistémicos, se deben implementar sistemas informáticos y de comunicaciones. Además, el recambio masivo facilita el levantamiento y análisis de información inmediatamente.

Por otro lado, se indica que el recambio debe ser masivo pero estableciendo un plan de trabajo y metas, para lo cual se deben desarrollar estudios para conocer dónde empezar con el recambio, verificar los beneficios a residenciales y diseñar las etapas.

Finalmente se indica que es de suma importancia tener definido antes de comenzar con el recambio la propiedad y difusión que tendrá la información de los medidores.

2) Separar los servicios monopólicos de los servicios en los que se podría generar competencia

Se discute esencialmente sobre la posibilidad de permitir varios dueños de la red de distribución. Se señala por un lado que la construcción es dinámica en la red y la coordinación sería complicada si se permitiera actores adicionales. Asimismo, se señala que es difícil generar economías adicionales al integrar nuevos actores. Por último, se indica que la inversión está muy relacionada con la operación y si se permite realizar inversiones a mínimo costo esto eventualmente podría afectar la operación de la red. En ese caso, asignar responsabilidades por calidad de servicio se transformaría en un nuevo problema.

Finalmente, se analiza la posibilidad de permitir nuevos actores pero en zonas remotas, fuera del área de concesión o a lugares donde las distribuidoras todavía no llegan. Se indica que el mecanismo actual para alcanzar dichos lugares corresponde a los fondos nacionales de desarrollo que entregan fondos a la distribuidora para ampliar.

1) Implementar una nueva regulación flexible que habilite la entrada de nuevos agentes y nuevos servicios sustentables y nuevos modelos de negocio y que supere la actual rigidez que constituye una importante barrera para el desarrollo de nuevos modelos de negocios

Para esta propuesta es muy poco el tiempo de discusión. No hay manifestaciones de desacuerdo con desarrollar una regulación flexible, pero se señala que se debe cuidar no permitir el manejo político de la regulación.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



4.3.2 GRUPO 3: VALIDACIÓN DE LAS PROPUESTAS DE DISCUSIÓN

A continuación, se presentan las tablas con las propuestas de discusión, tal como se encontraban en el formulario N°2. Dentro de cada propuesta muestra el resultado de los acuerdos y desacuerdos de los participantes frente a los diversos temas.

La propuesta más votada es la de **implementar una nueva regulación flexible** que habilite la **entrada de nuevos agentes** y **nuevos servicios** sustentables y **nuevos modelos de negocio** y que **supere** la **actual rigidez** que constituye una importante barrera para el desarrollo de nuevos modelos de negocios, que recibió la mayor votación con 24 acuerdos y 0 desacuerdos. A este lo sigue la propuesta 8 acerca de que falta eliminar las barreras a la **eficiencia energética** y falta crear incentivos para su implementación que registra 21 acuerdos y 0 desacuerdo.

La propuesta con mayor grado de desacuerdo, es la que propone que el único monopolio es la mantención y operación correcta de la red, la propiedad de la red no es un monopolio natural (la propiedad puede ser compartida entre varios dueños, por ejemplo si el operador licita las obras y el suministro del equipamiento necesario), relacionado al tema de separar los servicios monopólicos de los servicios en los que se podría generar competencia, con 5 acuerdos y 16 desacuerdos.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3 “Estudios y propuestas” Informe consolidado DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 53: Listado de las propuestas para la discusión con sus acuerdos y desacuerdos. (1/3)

Propuestas para la discusión		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo	
			A	D
1. Implementar una nueva regulación flexible que habilite la entrada de nuevos agentes y nuevos servicios sustentables y nuevos modelos de negocio y que supere la actual rigidez que constituye una importante barrera para el desarrollo de nuevos modelos de negocios.		1	24	0
Propuestas de los participantes	a. Reducir las definiciones que descansan en la ley y aumentar las que descansan en instrumentos regulatorios de menor rango que permitan modificaciones más ágiles sin dejar espacios para la discrecionalidad.	1.a	18	5
	b. Definir mecanismos generales para evaluar e integrar nuevos servicios, por ejemplo a través de estudios realizados por consultores reconocidos en la industria.	1.b	16	5
	c. Mayor apertura de la información de red y de consumos que facilite y mejore la toma de decisión de los agentes (regulador, distribuidora, usuario, agregador, etc.).	1.c	20	1
	d. Desarrollar incentivos a los actores para realizar innovación.	1.d	16	5
	e. Permitir una mayor libertad en la definición de tarifas para que se adapten mejor a los nuevos servicios	1.e	15	2
2. Separar los servicios monopólicos de los servicios en los que se podría generar competencia.		2	21	0
Divergencias: rol del distribuidor en el futuro	a. Permitir que la distribuidora pueda proveer algunos servicios para los que se podrían desarrollar mercados competitivos. Ejemplo: distribuidora pueda mantener la comercialización (venta de energía y potencia).	2.1.a	16	8
	b. Limitar la participación de la distribuidora sólo a la actividad monopólica. Ejemplo: la comercialización debe separarse de la distribución.	2.1.b	9	14
Divergencias: ¿Cuáles son las actividad monopólicas en distribución?	a. Los únicos monopolios son las actividades de operación y mantenimiento y la propiedad de los activos (“los fierros”). Todo lo demás debe ser abierto y competitivo.	2.2.a	13	7
	b. El único monopolio es la mantención y operación correcta de la red, la propiedad de la red no es un monopolio natural (la propiedad puede ser compartida entre varios dueños, por ejemplo si el operador licita las obras y el suministro del equipamiento necesario).	2.2.b	5	16
Opinión de los participantes: limitar la participación de la distribuidora en la comercialización	a. Es beneficioso separar la comercialización (compra y venta de energía) de la distribución (servicios de proveer la red).	2.3.a	11	8
	(1) La sola creación del comercializador no garantiza la disminución de precios, la cual se logra mejor al agregar demanda como en las licitaciones masivas que hace actualmente la CNE con las licitaciones reguladas.	2.3.a.1	19	3
	(2) Más que disminuir precios, la comercialización puede ampliar la gama de servicios que se ofrecen. Por ejemplo: mejorar calidad, permitir optar por una tecnología de generación en particular (verde), etc.	2.3.a.2	21	1
	(3) Se debe realizar un estudio sobre la implementación del comercializador en Chile.	2.3.a.3	18	4
Otras opiniones de los participantes: respecto a separar servicios monopólicos de competencia	a. Es de gran importancia que exista libre acceso a las redes y a la información.	2.4.a	19	4
	b. Existe la necesidad de monitorear constantemente los servicios que se pueden desarrollar en mercados competitivos, lo cual podría realizarse por el regulador quien debería identificar cuales servicios podrían ofrecerse en mercados competitivos y cuales deben ofrecerse en mercados regulados.	2.4.b	20	2
	c. Crear un organismo que supervise constantemente el nivel de competencia y que pueda intervenir si es que así hace falta, por ejemplo como lo hace el Tribunal de la Libre Competencia (TLC).	2.4.c	13	8



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 54: Listado de las propuestas para la discusión con sus acuerdos y desacuerdos. (2/3)

Propuestas para la discusión		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo	
			A	D
3. El riesgo de financiamiento de la red ante la entrada masiva de generación distribuida. Además, existe gran incertidumbre respecto a cuándo y en qué cantidad será esta entrada de GD.		3	15	4
Propuestas de los participantes	a. Desacople de las ventas de energía y la remuneración de las distribuidoras.	3.a	20	2
	b. Estudiar el impacto del desacople y de la penetración de la generación distribuida en los procesos tarifarios y en la expansión de la red usando la información de la mejor calidad posible.	3.b	18	3
	c. Establecer una metodología sencilla para estimar el uso de la red por parte de los distintos actores	3.c	15	8
	d. Tener en cuenta las instalaciones reales de las distribuidoras en la remuneración final	3.d	15	7
4. Habilitar e incentivar el recambio de los medidores antiguos por medidores inteligentes, lo cual permitiría la modernización y automatización de la red.		4	20	2
Divergencia entre los participantes: temporalidad del recambio	a. Recambio debe ser un proceso paulatino, partiendo donde los beneficios sean más evidentes. Para ello se requieren estudios que permitan identificar los sectores, tipo de cliente, nivel de consumo, etc.	4.a	13	7
	b. Hacer un recambio masivo que aproveche las economías de escala, el cual debe ser realizado por la distribuidora o por un tercero responsable.	4.b	12	9
5. Propiedad de los medidores, asignación de costos y la difusión que debe tener la información.		5	12	1
Divergencia entre los participantes	a. Propiedad de los medidores: Participantes defienden distintas posibilidades sobre la propiedad de los medidores entre las que se destacan la distribuidora o una tercera parte (aparte del consumidor y la distribuidora).	5.a		
	(1) Distribuidora: debido a las economías de escala y que permite habilitar el recambio masivo (consumidores no cambian por sí mismos a medidores inteligentes).	5.a.1	15	4
	(2) Tercera parte (aparte del consumidor y la distribuidora): debido a que sería una empresa independiente que serviría como garante de la medición ante el usuario, la distribuidora y cualquier otro agente.	5.a.2	7	12
	b. Asignación de costos: Participantes defienden distintas posibilidades de asignarlo VAD y socializar los costos del medidor y el empalme o incluirlo como un servicio adicional.	5.b		
	(1) Llevar el medidor y el empalme al VAD y socializar los costos de los mismos permitiría llevar a todos la medición inteligente y digitalizar la red por completo.	5.b.1	17	3
	(2) Cada consumidor debe pagar su medidor de acuerdo al nivel tecnológico que el mismo desea tener. A medida que los beneficios de tener un medidor inteligente sean mayores que sus costos las personas irán migrando naturalmente.	5.b.2	5	16
	c. Uso y difusión de la información: Participantes defienden distintas posibilidades	5.c		
	(1) La información debe ser confiable, transparente, disponible oportunamente y debe ser publica cuando el cliente así lo autorice	5.c.1	20	2
	(2) La información debe ser confiable, transparente, disponible oportunamente para los agentes comerciales calificados y que registrados apropiadamente, por ejemplo, la distribuidora, los comercializadores, etc.	5.c.2	8	11
	(3) La información debe ser privada (disponible solo para la distribuidora) y su divulgación constituye una intromisión y hasta un peligro.	5.c.3	4	14



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3 “Estudios y propuestas” Informe consolidado **DOCUMENTO PRELIMINAR**



Tabla 55: Listado de las propuestas para la discusión con sus acuerdos y desacuerdos. (3/3)

Propuestas para la discusión		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo	
			A	D
6. La medición inteligente permitirá a su vez ofrecer una mayor gama de tarifas y el modelo regulatorio debe ser capaz de recoger con mayor rapidez los cambios tecnológicos e incorporar a la tarifa cuando corresponda.		6	19	0
Divergencia entre los participantes:	a. Liberalizar las tarifas completamente, dejando que la competencia entre comercializadores llegue a un equilibrio de mercado.	6.a	10	12
	b. Mantener una tarifa regulada a la que los clientes siempre puedan optar.	6.b	14	7
7. Regular la integración vertical y horizontal en la distribución.		7	13	3
Divergencia entre los participantes:	a. Limitar a la distribuidora el desarrollo de nuevos servicios , tales como proyectos de generación distribuida y/o manejo de baterías.	7.a	5	15
	b. Permitir a todos los agentes , incluido la distribuidora, ofrecer libremente cualquier servicio .	7.b	12	8
8. Falta eliminar las barreras a la eficiencia energética y falta crear incentivos para su implementación.		8	21	0
Propuestas de los participantes	a. Desacoplar la remuneración de las ventas de las distribuidoras e incorporar incentivos a la distribuidora para la eficiencia energética de sus redes y del consumo de los clientes.	8.a	17	6
	b. Remunerar planes específicos a nivel nacional que permitan incrementar la eficiencia energética , los cuales deben ser medibles de manera que se pueda evaluar su cumplimiento. La definición de los planes debe ser aprobada por CNE, y la distribución recibirá el incentivo una vez realizado. Dicho incentivo debe ser conocido.	8.b	6	12
	c. Establecer una mirada amplia de la eficiencia energética , no sólo en el ámbito eléctrico, sino que también sobre todos los energéticos. Las medidas de eficiencia energética deben ir de la mano con políticas públicas más transversales.	8.c	22	1
	d. Se deben estudiar la experiencia internacional desarrollando eficiencia energética y la existencia de mecanismos efectivos para su potenciamiento más allá del desacople de ventas e ingresos de la distribuidora (ejemplo: certificados blancos de eficiencia en Italia, Francia o Dinamarca)	8.d	20	1

4.4 Propuesta Grupo 4: Nuevos negocios

Durante el Taller N°3 se dio la oportunidad a los participantes del Grupo N°3 que opinen respecto a las principales propuestas y divergencias resumidas de los 2 talleres anteriores asociadas a los modelos de negocio de la distribución.

El levantamiento de estas opiniones se hizo a través de dos métodos. Primero, mediante el trabajo individual de los participantes con el Formulario N°2 “Propuestas de discusión”. Segundo, por medio de una dinámica en sala donde los participantes tuvieron la oportunidad de socializar sus propuestas y discutir sus divergencias. Las respuestas textuales del Formulario N° 2 para todos los participantes, se presentan en los Anexos.

Para mejorar el uso del tiempo y promover la participación de un mayor número de participantes del taller, la dinámica en sala fue efectuada en dos subgrupos. Uno de estos fue liderado por Fernando Flatow. El otro fue liderado en el primer bloque por David Watts y en el segundo por Hugh Rudnick.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



En las siguientes subsecciones se resume la discusión en sala por subgrupo y se presentan los grados de acuerdo y desacuerdo con cada una de las propuestas.

4.4.1 GRUPO 4: RESUMEN DE LA DISCUSIÓN EN SALA

Resumen de la discusión en sala para el subgrupo liderado por David Watts y Hugh Rudnick



La primera propuesta que se discutió fue la que tiene relación con la flexibilidad. Esta es: “Requerimiento de **flexibilidad legal y reglamentaria** para poder habilitar futuros servicios”.

Con respecto a esta propuesta se opina que el futuro de los servicios a habilitar tiene que tener como objetivo final que se minimice el costo para el usuario final. En relación a esto se generaron variantes de discusión que están relacionadas con las distintas flexibilidades necesarias para que esto ocurra. Se menciona que la regulación tiene demasiados temas y detalles que van complejizando la implementación de proyectos. Es por esto que se tiene la visión que si se tiene un producto bueno y barato, el mercado mismo va a ir regulando, por lo que hay que relajar las restricciones regulatorias. Sin embargo, otros participantes mencionan que cualquier flexibilidad va a tener un costo asociado, lo que no necesariamente es positivo. Hay opiniones que mencionan que es necesario tener flexibilidad en los modelos de negocios. Además se menciona que es necesario incorporar otro clasificador más cuando se discuten temas de flexibilidad, ya que el espectro es muy amplio (flexibilidad tarifaria, a las empresas distribuidoras, a las regulaciones, de tráfico de electrones, procedimiento, de inyección, etc.) y aunque algunas se van a relacionar, son distintas.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



Por otro lado, en relación a tener demasiada variedad de tarifas se menciona que no es ideal que existan tantas opciones de tarifas, lo que causaría confusión en los clientes finales y generaría incentivos perversos (Ej: Isapres).

Luego se discutió el tema de la *falta de integración de la generación distribuida y falta de incentivos a la misma*. Hay controversia entre el sistema de compra y venta de energía, algunos opinan que lo que se compra debería valer lo mismo que lo que se vende, otros mencionan que el uso de la red es el principal factor que cambia el valor de compra. Además, menciona que no hay que tener un trato discriminatorio a la generación distribuida en relación a la obligación del pago por la red, ya que actualmente las transmisoras que están conectadas a la red no pagan y se debería pensar igual respecto a la GD. Se menciona la posibilidad de integrar un sistema de estampillado para promocionar más la GD.

Se opinó también que se debería separar en jerarquías los tipos de problemas que hay actualmente. Una jerarquía tiene que ver con saber si la GD es efectivamente más eficiente y más económica incluyendo cualquier costo asociado con hacer llegar la energía a los sectores requeridos. Esta conclusión implica que hay que seguir adelante con el proyecto. Luego en una jerarquía menor, viene el tema de averiguar a quién cobrarle.

La tercera discusión relativa a las soluciones se relacionó con el problema de *reconocer que no todos los servicios de distribución tienen carácter inherentemente monopolístico (red y sus fierros), por lo que algunos deberían ser competitivos (comercialización, gestión de demanda, almacenamiento, etc.)*. Hay opiniones que mencionan que no se ve inmediatamente el beneficio que traería el comercializador, por lo que es necesario analizar los costos versus los beneficios de incorporarlo, estudiando casos internacionales. Se debatió la posibilidad de que la distribuidora pueda seguir dando los servicios futuros de forma regulada.

Algunos participantes opinan que es necesario tender al modelo inglés, para que se potencie la inclusión de otros actores. Se dijo que no es lo ideal que las distribuidoras tengan diferente nombres para tener el control del mercado.

Los últimos temas discutidos tienen relación con la información y la propiedad de los medidores. Hay preocupación sobre en manos de quién caerá la información de patrones consumo. Y se busca que haya una discusión aún más profunda de esos temas para que quede zanjado en la ley. Por otro lado, hay cierta duda sobre el uso ligero de la palabra “incentivos”, ya que en muchas oportunidades se quieren generar incentivos para fomentar procesos, pero no se especifica de dónde saldrán los fondos. Se desea que los incentivos sean transparentados.

Resumen de la discusión en sala para el subgrupo liderado por Fernando Flatow



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



En esta sección se realiza un resumen de la discusión de las propuestas para el grupo que lideró Fernando Flatow.

La discusión en sala se inicia con el punto: **Separación de actividades monopólicas y competitivas, la integración de la GD y la falta de incentivos a la misma.**

Esta discusión tiene por objeto socializar si en las áreas de propiedad, transporte y comercialización de energía, se debiese o no incorporar más agentes y visualizar los pros y contras de eso.

Se estima que la infraestructura puede ser un único dueño, es un monopolio natural, pero se debe optimizar en calidad. Aumentar los dueños puede entorpecer y complejizar la coordinación, planificación y operación de la red. Ahora bien, pudiese ser que sean dueños por zonas, como una alternativa. Pues la red debe existir igual independiente de quien comercialice la energía.

Así mismo tener en la distribución varios dueños dificultaría la operación de la red y generaría ineficiencias en la planificación, pues cada distribuidor planifica en función de los requerimientos de su zona. Esto, considerando que varios dueños generarían altos costos de transacción debido a la velocidad de la expansión de la red de distribución y a lo distribuido de sus consumos (y componentes).

Pudiese ser que en el futuro la red tenga una función muy distinta a la de hoy, por lo tanto se debe velar porque la normativa sea capaz de adaptarse y soportar el ingreso de nuevos actores al mercado tanto en infraestructura, en comercialización y servicios.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Se norma debe velar para que la información sea transparente y suficiente para tomar decisiones de inversión, de tal manera que todos tengan una cancha pareja.

Por definición el negocio del comercializador, es la compra y venta de energía, pero la idea es normar para dar cabida para la GD y otros servicios ofrecidos de manera de distinguirse. Servicios como: optimizar la curva de demanda, medición inteligente, gestión de demanda máxima, gestión de horas punta, gestión de tu excedente de energía, entrega de grupos, baterías, etc. Así también estos servicios se pueden apalancar de los contratos que ya son eficientes o generar una regulación que los sustente.

Una idea surgida de entre los participantes fue aumentar el límite de potencia para los clientes libres para aumentar la comercialización, pero existen estudios internacionales, que indican que para clientes de bajo consumo este sistema es más caro y podría no ser rentable. Además hubo quienes opinaron que serían los generadores los que perderían parte de sus ventas ya licitadas.

En cuanto a la propuesta que busca permitir la **expansión a zonas remotas fuera del área de concesión** para que entren nuevos agentes que puedan ofrecer soluciones de red de abastecimiento y otras soluciones menos tradicionales que permitan llevar suministro eléctrico a todos algunos participantes mencionaron 2 sistemas. El primero otorga un subsidio a la empresa distribuidora y ella construye, opera y mantiene el sistema. Este esquema tiene el problema de no transparentar los costos. El segundo sistema licitar la construcción vía proyectos del gobierno regional con asesoría técnica del distribuidor, quien es el mandante y el adjudicatario construyen la red, con inspección técnica de la distribuidora. Luego, una vez finalizada la construcción se traspasa al distribuidor para la operación y mantención. Este sistema permite conocer el costo de inversión, pero es un proceso lento. Algunos participantes propusieron 2 traspasar las áreas que hoy no son de concesión, a empresas concesionarias cercanas, de manera de utilizar las economías de escala y otros opinaron que pudiese ser un GD o comercializador, que instale por ejemplo paneles solares y que por hacer eso reciba beneficios adicionales por dar suministro a zonas aisladas y que renten por ello. Esto podría ser el caso de una isla donde una microrred de acceso a la electricidad a la comunidad aislada.

Regulación coordinada y regulación territorial

Algunos participantes opinan que no es necesaria un trabajo multidisciplinario entre la regulación eléctrica y los planos reguladores. Esto se logra simplemente a través de las normas. Hoy las empresas eléctricas se deben someter a las normas Municipales, para crecer en redes, pero esto limita la planificación centralizada. En realidad lo que se busca es optimizar el proceso de crecimiento, por ejemplo, el poliducto, que es coordinar los servicios para que cuando se intervenga la ciudad, se haga una vez y no por empresa.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Dado que los municipios establecen normas distintas para pagos, condiciones y compensaciones de las intervenciones, se solicita normalizar esto, o definir estándar para facilitar la planificación, desarrollo y mantención de la red. Aquí lo importante es que la redacción de las leyes no se contradigan (Ley eléctrica y ley de urbanismo) sino que conversen entre ellas y que sean los Municipios quienes coordinen, para evitar molestias a la población.

Movilidad Eléctrica:

En este tema se plantea que debe existir gradualidad en el proceso, cómo ingresa el sistema y como se hace la puesta en marcha.

Se indica que los vehículos requerirán sistemas de carga sólo para las emergencias o viajes largos, pues en general, la carga requiere tiempo y debiese realizarse en la casa o en la oficina. De todas formas deberían existir estaciones de carga de emergencia en lugares con acceso público.

Para las estaciones de carga abiertos al público se plantean 2 modelos remuneración: i) a través del VAD o ii) por el municipio o por el distribuidor de energía.

Estos vehículos pueden ofrecer servicios a la red con las interfaces adecuadas. Sin embargo algunos participantes estimaron que el impacto en la demanda sería más bien paulatino, por lo que la demanda va a crecer lentamente y aumentara el factor de uso más que la demanda pick. No todos estuvieron de acuerdo con esta afirmación.

4.4.2 GRUPO 4: VALIDACIÓN DE LAS PROPUESTAS DE DISCUSIÓN

A continuación, se presentan las tablas con las propuestas de discusión, tal como se encontraban en el formulario N°2. Dentro de cada propuesta muestra el resultado de los acuerdos y desacuerdos de los participantes frente a los diversos temas.

La propuesta más votada es la de incorporar la **eficiencia energética** en los diseños urbanos y viviendas sociales en relación al tema 4 de la falta de integración de la **regulación eléctrica con la regulación territorial**, que recibió 25 acuerdos y 0 desacuerdos. En relación al mismo tema lo sigue la propuesta de crear incentivos para que el **sector de la construcción** integre soluciones energéticas eficientes, que registra 24 acuerdos y 1 desacuerdo.

La propuesta con mayor grado de desacuerdo, es la que propone que la propiedad de las redes de distribución puede ser **dividida entre varios agentes** tal como sucede en transmisión y coordinar la operación por un ente independiente (así se logran menores costos y se opera de forma neutra), relacionado al tema 2 de la separación de **actividades monopólicas y competitivas**, la integración de la generación distribuida y la falta de incentivos a la misma, con 12 acuerdos y 14 desacuerdos.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
 “Estudios y propuestas”
 Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 56: Listado de las propuestas para la discusión con sus acuerdos y desacuerdos. (1/3)

Propuestas para la discusión		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo	
			A	D
1. Requerimiento de flexibilidad legal y reglamentaria para poder habilitar futuros servicios.		1	22	0
Propuestas de los participantes	a. Definir los principios y los mecanismos generales en la Ley para establecer nuevos agentes y servicios y dejar los reglamentos y normas para definir más detalladamente la interacción de estos nuevos servicios con la red de distribución	1.a	21	3
	b. Establecer una adecuada institucionalidad para apoyar el desarrollo de una regulación más flexible (Ej.: Crear entidad técnica tipo EPRI, <i>Electric Power Research Institute</i> , en EEUU o NREL, <i>National Research Energy Lab</i>) validada por la mayoría de los agentes, que entregue una visión lo más objetiva posible de las nuevas tecnologías.	1.b	21	2
	c. Resguardar la precisión y claridad que debe tener la Ley y la regulación en general. Una regulación demasiado flexible pudiera dar origen a usos no deseados de la normativa del tipo político o de alguna otra índole transitoria	1.c	17	5
2. Separación de actividades monopólicas y competitivas , la integración de la generación distribuida y la falta de incentivos a la misma		2	15	2
Divergencia entre los participantes (sobre la propiedad de las redes de distribución)	a. La propiedad de las redes de distribución debe mantenerse con un único dueño , pues en múltiples dueños complejizaría mucho la operación (las decisiones de inversión afectan la operación), el mantenimiento y la asignación de responsabilidades (índices de calidad, los SAIDI, los cortes, la facturación, etc.)	2.1.a	14	10
	b. La propiedad de las redes de distribución puede ser dividida entre varios agentes tal como sucede en transmisión y coordinar la operación por un ente independiente (así se logran menores costos y se opera de forma neutra).	2.1.b	12	14
	c. Permitir, para la expansión a zonas remotas fuera del área de concesión , que entren nuevos agentes que puedan ofrecer soluciones de red de abastecimiento y otras soluciones que permitan llevar suministro eléctrico a todos.	2.1.c	20	3
Propuestas de los participantes:	a. Dejar espacio en la Ley para revisar periódicamente los servicios monopólicos asociados a la distribución, pues con los avances tecnológicos estos podrían dejar de ser monopolio y pasar a ser competitivos.	2.2.a	18	2
	b. Establecer un organismo independiente a cargo del monitoreo de mercado en distribución que utilizando información de mercado reporte frecuentemente el nivel de competencia de los diferentes servicios.	2.2.b	14	8
	c. Desarrollar estudios económicos (nivel de economías de escala, estructura de costos, complejidad de implementación) que permitan decidir si es beneficiosa la libre competencia o es mejor mantener una mercado regulado que aproveche sus economías. (los costos/beneficio de cada alternativa).	2.2.c	16	6



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3 “Estudios y propuestas” Informe consolidado DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 57: Listado de las propuestas para la discusión con sus acuerdos y desacuerdos. (2/3)

Propuestas para la discusión		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo	
			A	D
3. Falta de integración de la generación distribuida y falta de incentivos a la misma		3	14	5
Propuestas de los participantes:	a. Mantener el trato no discriminatorio a la GD respecto de la generación mayorista en el sentido de pago de las redes. Hoy la generación conectada en transmisión no paga por la red; por lo tanto, GD no debería pagar por la red.	3.a	15	8
	b. Reconocer en la regulación y en la remuneración los otros servicios aportados por la GD al sistema, partiendo por la potencia que aportan y otros servicios como regulación de frecuencia, voltaje, etc.	3.b	20	3
	c. Eliminar la rigidez y los límites actuales que la regulación impone a los PMGD y clientes libres. Se sugiere armonizar la regulación entre generadores menores de 100 kW y PMGDs, respetando sus particularidades.	3.c	18	4
	d. Permitir la integración de condominios/vecindarios/edificios con net-billing comunitario y virtual (instalación de la generación en el área de concesión de la empresa distribuidora, pero fuera del terreno del dueño).	3.d	20	3
	e. No establecer incentivos a la GD a priori . Se deben estudiar los beneficios que el país quiere obtener de la GD y verificar que no haya alternativas más eficientes de alcanzar dichos objetivos. Luego establecer políticas de incentivos que correspondan.	3.e	16	7
	f. Reconocer los costos adicionales de la GD pues a veces pueden complejizar el mantenimiento de la red, pues se debe tener controlada completamente para hacer mantenimiento lo que requiere tiempo y coordinación.	3.f	15	8
	g. Permitir el acceso de información detallada de los consumos y de la red a la generación distribuida para que pueda instalarse donde sea más eficiente.	3.g	17	5
	h. Extender el concepto de calidad de servicio de su foco actual orientado a los consumidores a las inyecciones de la GD.	3.h	19	3
4. Falta de integración de la regulación eléctrica con la regulación territorial		4	16	1
Propuestas de los participantes:	a. Desarrollar un trabajo multidisciplinario que permita integrar ambas regulaciones y crear equipos para vincular la ley eléctrica con los planos reguladores,	4.a	22	1
	b. Incorporar la eficiencia energética en los diseños urbanos y viviendas sociales.	4.b	25	0
	c. Crear incentivos para que el sector de la construcción integre soluciones energéticas eficientes.	4.c	24	1
	d. Incorporar mayor participación ciudadana para que sean los propios vecinos quienes decidan el tipo de energía que quieren incentivar en su comuna.	4.d	14	8
5. Las tarifas y precios deben ser lo suficientemente flexibles para adaptarse a las necesidades de los clientes en el tiempo y al mismo tiempo ser totalmente transparentes para ellos.		5	22	0
Propuestas de los participantes:	a. Liberalizar la estructura tarifaria incorporando más opciones.	5.a	21	0
	b. Incorporar en la tarifa los servicios para la gestión de la demanda y el almacenamiento de energía.	5.b	16	4
	c. No generar demasiada variedad y complejidad de las tarifas, pues podría ser de difícil interpretación para los consumidores lo que derivaría en utilizar siempre la misma tarifa (hay trade-off entre variedad y simplicidad)	5.c	15	5
	d. Desarrollar pilotos orientados especialmente a entender el efecto de las tarifas flexibles y la elasticidad-precio de los usuarios residenciales que tienen diferentes artefactos eléctricos, ingresos, lugares, etc.	5.d	18	3



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
 “Estudios y propuestas”
 Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



Tabla 58: Listado de las propuestas para la discusión con sus acuerdos y desacuerdos. (3/3)

Propuestas para la discusión		Nº	Acuerdo/ Desacuerdo	
			A	D
6. Crear instrumentos transitorios que permitan y fomenten la entrada de nuevos actores y modelos de negocio, pero al mismo tiempo mantener la estabilidad regulatoria del sector y dar tiempo para una implementación correcta		6	16	3
Propuestas de los participantes:	a. La transitoriedad, en el caso de la separación de la comercialización de la distribuidora debe estar dada en la medida que se vayan venciendo los contratos de suministro regulados. Esto da tiempo para una implementación moderna y paulatina.	6.a	12	6
	b. Desarrollar esquemas de incentivos tipo RIIO (modelo regulatorio inglés) y la temporalidad de la entrada de los nuevos agentes se dará naturalmente (dependiendo de los incentivos establecidos).	6.b	7	8
	c. Facilitar y financiar parcialmente iniciativas de innovación en materias de generación distribuida, respuesta de demanda y su agregación y electro-movilidad. Desarrollar un fondo de inversión en innovación que se financie por tarifa.	6.c	14	6
	d. Estudiar el timing del desacople y cómo se ha implementado en otros países , pues realizarlo abruptamente podría significar que clientes de menores consumos vean aumentados sus pagos.	6.d	17	2
7. Desarrollar una regulación que habilite y facilite la entrada de movilidad eléctrica .		7	21	1
Propuestas de los participantes:	a. Identificar puntos críticos de abastecimiento. Nueva expansión en la distribución debe considerar un aumento de carga por demanda eléctrica debido a movilidad eléctrica.	7.a	18	3
	b. Considerar estaciones de carga como parte del VAD	7.b	8	12
	c. Se debe promover la competencia en las estaciones de carga de vehículos eléctricos, tal como ocurre en las estaciones bencineras actuales. Las estaciones de carga no debieran quedar en el VAD pues se generaría un subsidio cruzado regresivo .	7.c	17	4
	d. Crear instrumentos que prioricen y faciliten el uso de bienes públicos o privados respecto de instalaciones de servicios para movilidad eléctrica (carga, generación distribuida para suministro, etc.) tales como servidumbres legales, concesiones de uso de bienes nacionales.	7.d	18	2
8. Facilitar la gestión de demanda eléctrica a los consumidores y encontrar mecanismos para activar la "respuesta de la demanda"		8	21	0
Propuestas de los participantes:	a. Explicar, difundir y promocionar a la demanda de los beneficios a los cuales podría acceder si se realiza la gestión de su demanda . Promover mayor información al usuario : debe conocer su perfil de consumo y puede incentivarse económicamente el ahorro energético, el desplazamiento de su consumo y horas no peak etc.	8.a	21	0
	b. Definir señales y variables mínimas necesarias para la gestión de demanda y dar acceso a esas variables al usuario, variables son obtenidas desde el medidor y de alguna base de datos online (plataforma), que reporte estas variables de forma instantánea.	8.b	21	0
	c. Simplemente habilitar en la regulación la gestión de demanda.	8.c	13	5

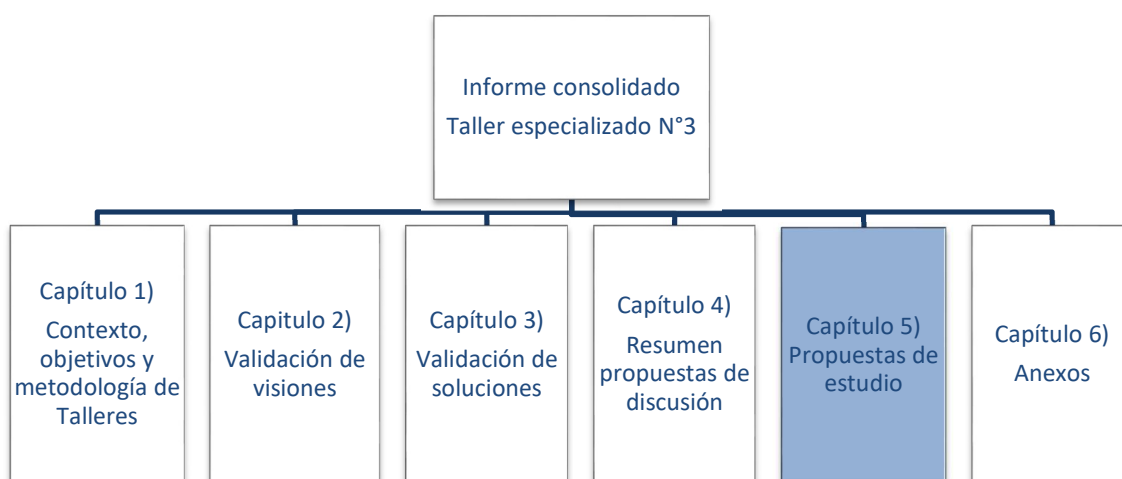


Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



CAPÍTULO 5: LEVANTAMIENTO PROPUESTAS DE ESTUDIO

A continuación, se presenta la estructura del documento donde se destaca el Capítulo N° 5, que resume el levantamiento de propuestas de estudios, efectuado por los participantes del taller N° 3 a través del Formulario N° 4.



Durante los talleres de distribución PUC-CNE se han levantado necesidades de estudios que se deben desarrollar para avanzar en una nueva regulación de la distribución, ya sea para despejar divergencias de opinión, para profundizar en temas de relevancia o para actualizarse en temas que tienen un desarrollo significativo en otras partes del mundo. Estas necesidades de estudios fueron indicadas explícitamente por los participantes expresando la necesidad de mayor información y análisis respecto de algún tema.

5.1 Grupo 1: Estudios del desarrollo de la red

Los participantes del taller sugieren diversos tópicos de estudios relacionados al “Desarrollo de la red de Distribución,” para alimentar la discusión sobre la distribución del futuro con buena evidencia y soporte técnico. Los principales temas propuestos se relacionan con estudios de proyección de demanda de generación distribuida, Net Billing, vehículos eléctricos, almacenamiento domiciliario y su efecto la planificación de la distribución; y un estudio de modelos regulatorios de países europeos, especialmente Reino Unido, para conocer cómo determinan los incentivos a la eficiencia energética, los mecanismos de financiamiento y, en general, las normas que el regulador debe fijar para que la empresa planifique y desarrolle sus redes adecuadamente.

Otros temas que surgieron es el desarrollo de un estudio de levantamiento y análisis de los problemas que enfrenta el proceso de crecimiento de las redes de distribución, bajo las



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



normativas vigentes eléctrica, ambiental y urbanística; un estudio de verificación de la eficiencia energética para cada empresa de distribución; evaluar el impacto económico de promover el "neo-utility" que se haga cargo de energía eléctrica, agua, gas, TV digital y comunicaciones; y, finalmente, un estudio costos y beneficios en las tarifas, calidad de servicio y desarrollo de la red, que generaría migrar a un modelo de tarificación por empresa.

La gran mayoría de los participantes señalan que debiera ser la Comisión Nacional de Energía a través de un consultor independiente quien sea responsable de la ejecución de los estudios, donde el proceso de asignación sea a través de una licitación pública.

Todos los estudios que se proponen están transcritos textuales en el anexo D del capítulo N° 7 con su nombre, descripción, objetivos, entregables, datos, metodología, escenarios y referencias. A continuación se indica el nombre y la descripción general de cada estudio propuesto por los participantes:

1. Nombre: Impacto en el PIB de creación del utility
Descripción: Evaluar crecimiento país de promover el neo utility que se haga cargo de agua, gas, TV digital y comunicaciones.
2. Nombre: Carta de navegación al utility
Descripción: Analizar los distintos tiempos donde impulsar los cambios de acuerdo a experiencia OECD.
3. Nombre: Estudiar el modelo internacionales de Inglaterra del mundo Dx.
Descripción: Estudiar modelos internacionales del modelo de la distribución, las formas en que se paga y los incentivos para eficiencia energética.
4. Nombre: Estudio de proceso de conexión de la generación distribuida
Descripción: Estudiar los criterios de Alemania para definir como considerar los criterios para conectar los PMGD sin que ellos paguen por la red.
5. Nombre: Estudio de EE sobre la base NCh 2660
Descripción: Verificación de la eficiencia energética por empresa de distribución
6. Nombre: Capacidad de GD según proyección de demanda año 20XX
Descripción: Según alimentador y S/E primaria, poder informar de la capacidad disponible para futuros interesados de PMGD
7. Nombre: Estudio de determinación de capacidades y holguras considerando la presencia de múltiples ofertas a partir del impacto y proyecciones de cada uno y su conjunto
Descripción:
8. Nombre: Estudio de impacto y proyección de demanda PMGD, netbilling, vehículos eléctricos, almacenamiento domiciliario, etc. sobre la planificación de la distribución.
Descripción: Proporcionar el efecto de todos los agentes en la planificación de la red.
9. Nombre: Estudios de costos y beneficios de tarificar por empresa real



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



- Descripción: Evaluar impacto en tarifas, calidad de servicio y desarrollo de la red que generaría migrar a un modelo de tarificación por empresa.
10. Nombre: Estudio de proyección de demanda
- Descripción: Este estudio debiese considerar sensibilidades extremas de penetración de elementos distribuidos como baterías o generación distribuida, para ver cómo se planificaría la red frente a esas condiciones. Si no se requiere hacer cambios, no se debiese cambiar la planificación a cómo se hace hoy.
11. Nombre: Modelos regulatorios de otros países
- Descripción: Estudiar modelos de otros países, por ejemplo, Reino Unido y ver aspectos que nos puedan servir (como algunos incentivos)
12. Nombre: Estudios de modelos de asignación uso de red
- Descripción: Proponer mejor modelo que se haga cargo de los problemas del modelo actual con la masificación de la gen. Distribuida.
13. Nombre: Problemas actuales del crecimiento de la red de distribución
- Descripción: Realizar un levantamiento y análisis que enfrenta el proceso de crecimiento de las redes de distribución, bajo las normativas vigentes (eléctrica, ambiental, urbanística, etc.)

5.2 Grupo 2: Estudios del financiamiento de la red y su tarificación

Los participantes del taller sugieren diversos tópicos de estudios relacionados al “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”, para alimentar la discusión sobre la distribución del futuro con buena evidencia y soporte técnico. Los principales temas propuestos se relacionan con estudios para determinar el impacto que tiene la GD sobre las redes de distribución y su remuneración, así como con estudios que determinen qué nuevos servicios se pueden ofrecer.

En cuanto al impacto de la GD en las redes y en la remuneración de esta se propone estudiar cómo influye la GD en el AVI de distribución, la capacidad técnica de las redes de incorporar GD y la comparación entre usar empresa modelo y empresa eficiente. Con respecto a los nuevos servicios se propone determinar potenciales nuevos servicios en distribución, a la luz de experiencias internacionales y desafíos del país y estudios que determinan que regulación es mejor.

Otros temas que surgieron están relacionados con la remuneración entre las que se sugiere estudiar cual es el mejor modelo retributivo para Chile, investigar la posibilidad de desacoplar los ingresos de las ventas de energía y crear una sola regulación para clientes libres y regulados. Se manifiestan dudas sobre cómo afectará el desacople con los costos de operación, mantenimiento y administración. Además se busca entender mejor cuál será la consecuencia de estos cambios en la anualidad de la inversión.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



Todos los estudios que se proponen están transcritos textuales en el anexo D del capítulo N° 7 con su nombre, descripción, objetivos, entregables, datos, metodología, escenarios y referencias. A continuación se indica el nombre y la descripción general de cada estudio:

1. Nombre: Competencia con cliente (rayado de cancha, igual para todos)
Descripción: Analizar que las condiciones de mercado y el cumplimiento de ellas sea el mismo para clientes libres y regulados
2. Nombre: Medición Inteligente y sus beneficios
Descripción:
3. Nombre: Estudio de Impacto de GD en el AVI remunerado a la distribuidora
Descripción: Estudiar/comparar bajo esquema actual el perjuicio económico que pueda significar en un futuro una alta penetración de la GD para la inversión de la empresa de distribución.
4. Nombre: Hosting capacity estimation
Descripción: Estimación de la capacidad técnica de las redes de incorporar GD
5. Nombre: Benchmark sobre aplicación empresa modelo versus empresa eficiente
Descripción: Analizar las ventajas y desventajas de la aplicación de un modelo u otro.
6. Nombre: Benchmark y análisis de las opciones para desacoplar los ingresos de la venta de energía
Descripción:
7. Nombre: Empresa Modelo versus empresa eficiente
Descripción:
8. Nombre: Nuevos servicios ¿completar o regular?
Descripción: Estudio debe tomar resultados del estudio 1 y analizar para cada nuevo servicio o conjunto de ellos cómo es más eficiente realizarlos:
A) regular asociado a la distribución
B) Liberar por completo
C) liberar restringiendo la participación de las distribuidoras
9. Nombre: Determinación de nuevos servicios en distribución
Descripción: Estudio para determinar potenciales nuevos servicios en distribución, a la luz de experiencias internacionales y desafíos del país
10. Nombre: Unbundling: separación de redes y comercializadora
Descripción: Revisar si en Chile es posible realizar una separación de las distribuidoras: redes y comercialización
11. Nombre: Tipo de remuneración de las redes
Descripción: Se habla de desacoplar las ventas de los ingresos, pero falta discutir cómo se determinaría el ingreso

5.3 Grupo 3: Estudios de los modelos de negocios



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3

“Estudios y propuestas”

Informe consolidado

DOCUMENTO PRELIMINAR



Los participantes del taller sugieren diversos tópicos de estudios relacionados a la temática “Los modelos de negocio de la distribución”, para alimentar la discusión sobre la distribución del futuro con buena evidencia y soporte técnico. Los principales temas propuestos se relacionan con estudios para determinar las tasas que serán utilizados por las empresas (WACC, rentabilidad, etc.).

Otros temas que surgieron están relacionados con la determinación de los beneficios que traerán los medidores inteligentes. Además se busca entender mejor quién debería ser el dueño del medidor. Por último se mencionan estudios relacionados impacto que traerá el comercializador (costos/beneficios).

Todos los estudios que se proponen están transcritos textuales en el anexo D del capítulo N° 6 con su nombre, descripción, objetivos, entregables, datos, metodología, escenarios y referencias. A continuación se indica el nombre y la descripción general de cada estudio:

1. Nombre: Cálculo del WACC adecuado
Descripción: Comité técnico ad-hoc (CPC, hacienda, distribuidoras), determina WACC asociado a riesgos del negocio.
2. Nombre: Determinación de beneficios para clientes y DX asociados a la implementación de medidores inteligentes
Descripción:
3. Nombre: Estudio tasa de rentabilidad de la distribución de acuerdo al riesgo del negocio
Descripción: Estudio Tasa
4. Nombre: Experiencia internacional en comercialización de electricidad, costos y beneficios
Descripción: Beneficios del comercializador. Problemas de racionalidad del consumidor que lo llevan a tomar decisiones que vayan en perjuicio propio. Tipo de servicios que tiene sentido liberalizar.
5. Nombre: Propiedad de medidores inteligentes
Descripción: Realizar un análisis económico respecto a quien debiera ser el dueño del medidor inteligente y cómo debiera financiarse para lograr los objetivos deseados
6. Nombre: Financiamiento óptimo de las redes de distribución en un contexto de Desacople
Descripción: Analizar cómo debe remunerarse (monto y quienes pagan) la red de distribución especialmente considerando GD, para los riesgos financieros se distribuyan eficientemente y se haga cargo de las inconsistencia dinámica.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



5.4 Grupo 4: Estudios de los servicios de la red del futuro

Los participantes del taller sugieren diversos tópicos de estudios relacionados a la temática “Los servicios de la red del futuro”, para alimentar la discusión sobre la distribución del futuro con buena evidencia y soporte técnico. Los principales temas propuestos se relacionan con estudios para determinar los beneficios versus los costos que traería la incorporación masiva de GD. Hay dudas de los participantes sobre el punto en que comienza a ser beneficioso utilizar GD.

Otros temas que surgieron están relacionados con la determinación de los beneficios que traerá la incorporación del comercializador. Además algunos participantes están interesados en entender mejor el impacto que tendrán los vehículos eléctricos. Por último se mencionan estudios relacionados a la propiedad de las redes y si es conveniente o no que la propiedad se divida o pase completamente a otro agente.

Todos los estudios que se proponen están transcritos textuales en el anexo D del capítulo N° 6 con su nombre, descripción, objetivos, entregables, datos, metodología, escenarios y referencias. A continuación se indica el nombre y la descripción general de cada estudio:

1. Nombre: Elaboración de proyectos marco para GD municipal.
Descripción: Desarrollar modelos de proyectos ERNC GD estandarizados para municipalidades que mantienen recursos para tales proyectos.
2. Nombre: Estudio de capacidad de conexión en red de distribución.
Descripción: Cálculo de capacidades de conexión de GD para cada rol. Este cálculo debe entregar capacidad/: ingreso por pérdidas ahorradas, etc. Debe tener actualización permanente
3. Nombre: Apertura de base de datos de EEDD.
Descripción: Deben agregarse las BD de las EEDD para identificar tipos de clientes por consumo, ubicación, etc. Abrir la info de cliente que tienen las EEDD al resto.
4. Nombre: Barreras para el desarrollo de plantas PMGD.
Descripción: El sector PMGD se espera que sea el que tenga mayor crecimiento en 2016/2017 sin embargo la actual NTCO genera barreras por el alto grado de especulación en el sector lo que frena el desarrollo de proyectos e inversión.
5. Nombre: Estandarización de criterios para definir capacidad disponible en la red para conexión de proyectos de G. Distribuida.
Descripción: Se busca que sea claro y objetivo la forma en que las distribuidoras definen la capacidad disponible en sus redes. Hoy no es claro y cada distribuidora tiene sus criterios.
6. Nombre: Estudio costo/beneficio de la introducción del comercializador.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



- Descripción: Cuantificar los costos y beneficios de la introducción de la figura del comercializador para determinar si es conveniente o no su introducción en Chile.
7. Nombre: Estudio costo/beneficio de dividir la propiedad de las redes Dx
Descripción: Analizar la conveniencia de permitir dividir la propiedad de las redes de distribución a través de la cuantificación de costos y beneficios. La motivación viene de que no porque esto sea conveniente en Tx lo será en Dx, ya que por ejemplo las construcciones son más atomizadas y los costos de una licitación serán más incidentes.
8. Nombre: Comercializador en Dx.
Descripción: Realizar diagnóstico del grado de éxito de la introducción de la Cx en mercados considerando su regulación.
9. Nombre: Estrategias de modernización de la Dx.
Descripción: Diagnóstico del éxito/fracaso de regulaciones en el mundo para incorporar GD y modernizar el mercado de Dx en el mundo.
10. Nombre: Uso de microrredes para enfrentar y recuperarse de desastres en el caso chileno.
Descripción:
11. Nombre: Estudio para identificar el límite en MW hasta el cual es rentable ser cliente libre.
Descripción: Evaluar hasta qué punto conviene económicamente bajar el límite de clientes libres en Chile.
12. Nombre: Estudio para evaluar el crecimiento del parque de vehículos eléctricos en Chile.
Descripción: Analizar la tasa de crecimiento proyectada para el parque de automóviles eléctricos y a partir del crecimiento del parque definir si se incluye algo de este tema en la ley eléctrica.
13. Nombre: Beneficio de la GD en Chile.
Descripción: Estudio que evalúe social y privadamente el beneficio de la implementación masiva de GD + almacenamiento en Chile.
14. Nombre: Cual es hoy el valor total de los “fierros” en Chile. Estudiar una potencial compra del Estado.
Descripción: Analizar viabilidad de compra de los “fierros” para el estado, cosa de disminuir costos para el usuario y tener mayor manejo de la distribución.
15. Nombre: Estudio de potencial solar y eólico en Chile.
Descripción: Por región.
16. Nombre: Estudio de costos y mantención e implementación de una planta solar o eólica para cooperativas.
Descripción:



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



17. Nombre: Estudio impacto VE y GD.
Descripción: Analizar el impacto que producen los VE (consumo) y la GD (inyección) en la curva de demanda agregada de un pueblo o ciudad con y sin baterías, dado que la GD es en parte solar y eólica y puede no calzar con la carga de VE.



Talleres Ley de Distribución Eléctrica PUC - CNE Taller 3
“Estudios y propuestas”
Informe consolidado
DOCUMENTO PRELIMINAR



CAPÍTULO 6: ANEXOS

A continuación, se presenta la estructura del documento donde se destaca el Capítulo N°6 que contiene los anexos del informe: Transcripción de los formularios, registro fotográfico, actas y formularios en blanco entregados a los participantes.

