



grupo  
**SAESA**

TALLER BIENAL CIGRE

# Operación y Desafíos del Sistema de Distribución con PMGD



1

Grupo SAESA

2

Situación Actual de Conexión

3

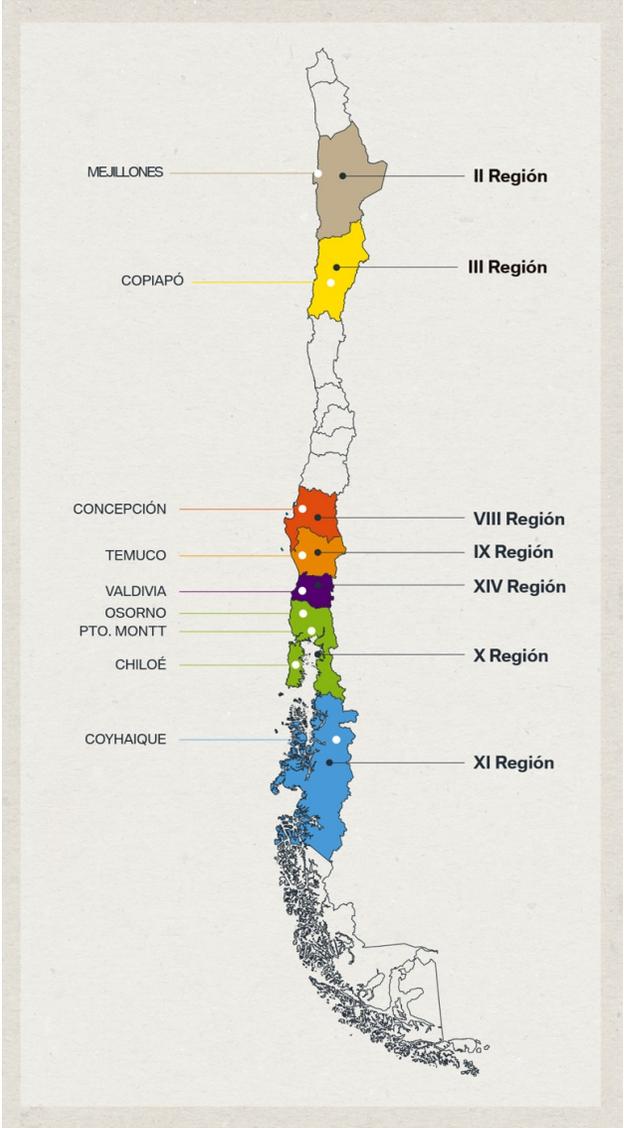
Normativa y Elementos de Interconexión

4

Flexibilidad en la Operación y Desafíos

Comentarios Finales

# GRUPO SAESA



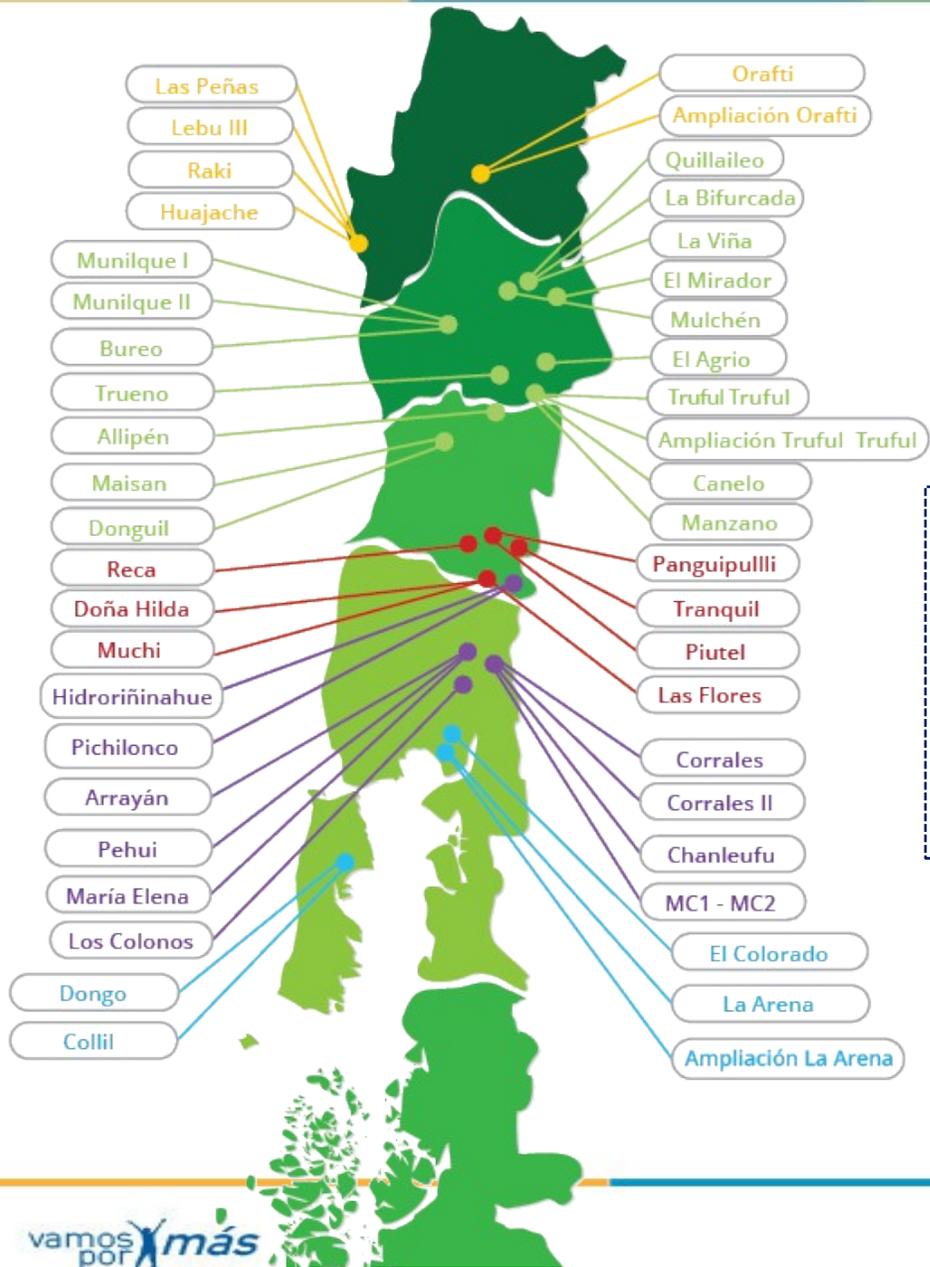
Distribución	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;">  <ul style="list-style-type: none"> <li>Zona Operación: VIII y IX región</li> <li>Clientes: 340,000</li> <li>Venta Energía: 931 GWh/año</li> </ul> </div> <div style="text-align: center;">  <ul style="list-style-type: none"> <li>Zona Operación : IX, X y XIV Región</li> <li>Clientes: 412,000</li> <li>Venta Energía : 2.128 GWh/año</li> </ul> </div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 20px;"> <div style="text-align: center;">  <ul style="list-style-type: none"> <li>Zona Operación : XI Región</li> <li>Clientes: 45,000</li> <li>Venta Energía : 141 GWh/año</li> </ul> </div> <div style="text-align: center;">  <ul style="list-style-type: none"> <li>Zona Operación : X Región</li> <li>Clientes: 21,000</li> <li>Venta Energía : 148 GWh/año</li> </ul> </div> </div>	<p><b>Regulados</b> (SIC, Sistemas Medianos y Sistemas Aislados)</p>
Transmisión	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;">  <ul style="list-style-type: none"> <li>Zona Operación : II Región</li> </ul> </div> <div style="text-align: center;">  <ul style="list-style-type: none"> <li>Zona Operación : VII y VIII Región</li> </ul> </div> <div style="text-align: center;">  <ul style="list-style-type: none"> <li>Zona Operación : VII y VIII Región</li> </ul> </div> </div> <div style="text-align: center; margin-top: 20px;">  <ul style="list-style-type: none"> <li>Zona Operación : III Región</li> </ul> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 20px;"> <div style="text-align: center;">  <ul style="list-style-type: none"> <li>Zona Operación : IX y X región</li> </ul> </div> <div style="text-align: center;">  </div> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 20px;">    </div>	<p>Regulado / No Regulado</p> <p>Nacional / Zonal / Dedicada</p>
Generación	<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;">  </div> <div style="text-align: center;">  <ul style="list-style-type: none"> <li>Comercializadora de energía</li> </ul> </div> </div> <div style="text-align: center; margin-top: 20px;">  <ul style="list-style-type: none"> <li>Compañía de Generación</li> </ul> </div>	<p>Regulado / No Regulado</p>

 **112**  
comunas

 **3 millones**  
usuarios

 **800 mil**  
clientes

# GRUPO SAESA – Proyectos PMGD Conectados



**46 Centrales - 122.3 [MW]**

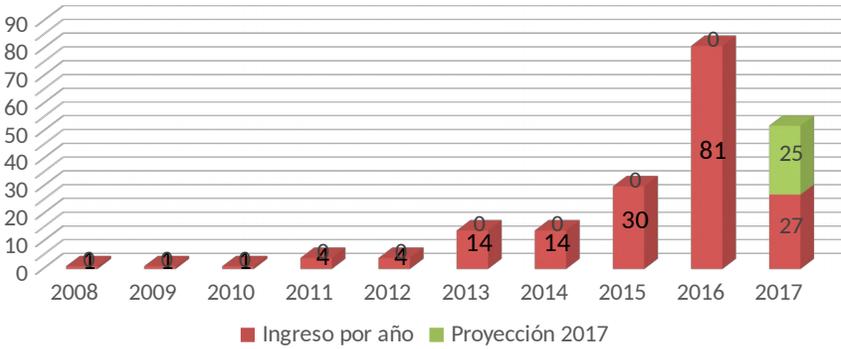
- **Frontel Concepción**  
6 Centrales: 2 Cogeneración, 4 Eólico
- **Frontel Temuco**  
17 Centrales: 17 Hidroeléctricas
- **Saesa Valdivia**  
7 Centrales: 7 Hidroeléctricas
- **Saesa Osorno**  
11 Centrales: 11 Hidroeléctricas
- **Saesa Puerto Montt**  
5 Centrales: 5 Hidroeléctricas

Nº	Nombre	Potencia [MW]	EMPRESA	Alimentador
1	Pehui	1	SAESA	Pilmaiquén-Mantilhue
2	Manzano	4,7	FRONTEL	Licanco - Padre Las Casas
3	Orafti	2	FRONTEL	Cabrero – Bulnes
4	Truful Truful	0,4	FRONTEL	Licanco - Padre Las Casas
5	Trueno	5,6	FRONTEL	Lautaro
6	Los Corrales	0,84	SAESA	Pilmaiquén – Mantilhue
7	Doña Hilda	0,4	SAESA	Pichirropulli – Futrono
8	Dongo	6	SAESA	Chonchi Centro
9	Donguil	0,24	FRONTEL	Quitratue
10	Reca	1,65	SAESA	Panguipulli – Pullinque
11	Muchi	0,8	SAESA	Pichirropulli – Futrono
12	La Arena	3	SAESA	Antihual
13	Allipén	2,6	FRONTEL	Pitrufrquén – Freire
14	Canelo	6	FRONTEL	Licanco - Padre Las Casas
15	Ampliación Truful Truful	0,43	FRONTEL	Licanco - Padre Las Casas
16	Los Corrales II	1,03	SAESA	Pilmaiquén – Mantilhue
17	El Arrayán	0,15	SAESA	Pilmaiquén – Mantilhue
18	MC1	9	SAESA	S/E Bonito
19	MC2	3,2	SAESA	S/E Bonito
20	Maisan	0,56	FRONTEL	Pitrufrquén – Toltén
21	Quillaileo	0,83	FRONTEL	Picoltué - Santa Bárbara
22	Los Colonos	0,7	LUZ OSORNO	Aihuapi - Los Puentes
23	Pichilonco	1,2	SAESA	Pilmaiquén – Mantilhue
24	Ampliación La Arena	3,7	SAESA	Antihual
25	Collil	7	SAESA	Chonchi Rural
26	María Elena	0,3	LUZ OSORNO	Aihuapi - Lago Ranco
27	Las Flores	2,1	SAESA	Pichirropulli – Futrono
28	Orafti Ampliación	5	FRONTEL	Cabrero – Bulnes
29	Bureo	2,3	FRONTEL	Negrete – Mulchén
30	Raki	9	FRONTEL	Tres Pinos Los Álamos
31	Munilque 1	0,6	FRONTEL	Negrete – Mulchén
32	Munilque 2	0,6	FRONTEL	Negrete – Mulchén
33	El Mirador	3	FRONTEL	Alto Biobío
34	Huajache	6	FRONTEL	Tres Pinos Los Álamos
35	Mulchen	3	FRONTEL	Picoltué Mulchén
36	Panguipulli	0,35	SAESA	Panguipulli – Pullinque
37	Chanleufu	3,4	LUZ OSORNO	Aihuapi - Lago Ranco
38	Las Peñas	8,4	FRONTEL	Carampangue – Arauco
39	El Agrio	2,5	FRONTEL	Curacautín – Lonquimay
40	Colorado	2,1	SAESA	Pelluco
41	Tranquil	3	SAESA	Coñaripe Liquiñe
42	Lebu III	5,25	FRONTEL	Santa Rosa Lebu
43	Piutel	0,56	SAESA	Panguipulli
44	Hidrorriñinahue	1	SAESA	Pilmaiquen-Mantilhue
45	MCH La Viña-Alto La Viña	0,552	FRONTEL	Picoltué Mulchén
46	MCH La Bifurcada	0,244	FRONTEL	Picoltué Mulchén
<b>Total</b>		<b>122,286</b>		

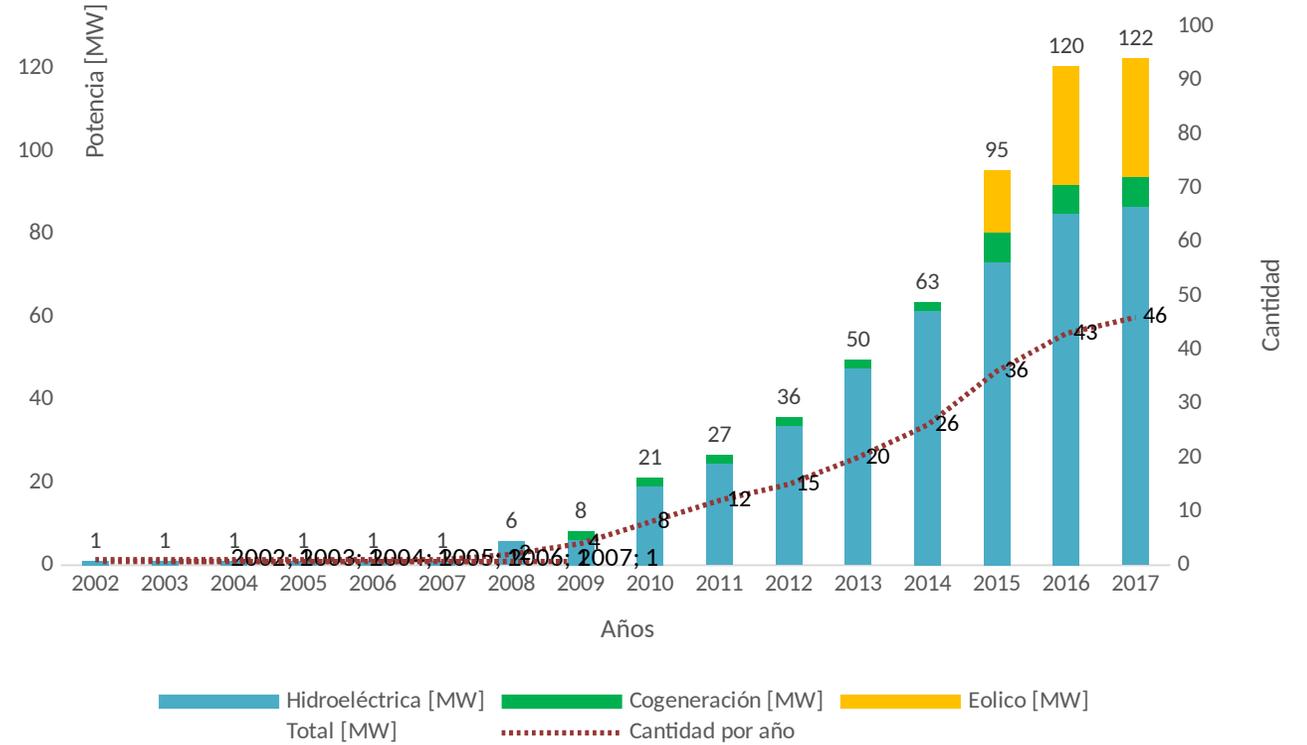
# GRUPO SAESA - Evolución Histórica



## SCR ingresadas por año



## ICC emitidas por año



**El 43% de los clientes PMGD con ICC aprobada finaliza el proceso materializando la conexión de su proyecto.**



1

Grupo SAESA

2

Situación Actual de Conexión

3

Normativa y Elementos de Interconexión

4

Flexibilidad en la Operación y Desafíos

Comentarios Finales



## Ley 19.940 (2004)

Otorga el derecho a conectar en distribución Proyectos < 9MW.

## Ley 20.018 (2005)

Asegura las inversiones en distribución.

## DS 244 (2005)

Regula los PMGD, remuneración y coordinación CDEC y Dx.

## Ley 20.257 (2008)

Establece sistemas de cuotas para ERNC.

## Ley 20.751 (2014)

Permite la conexión de generación en BT de hasta 100 KW

## Ley 20.698 (2014)

Al año 2025 el 20% de la energía debe provenir de ERNC

## DS 101 y NTCO (2015)

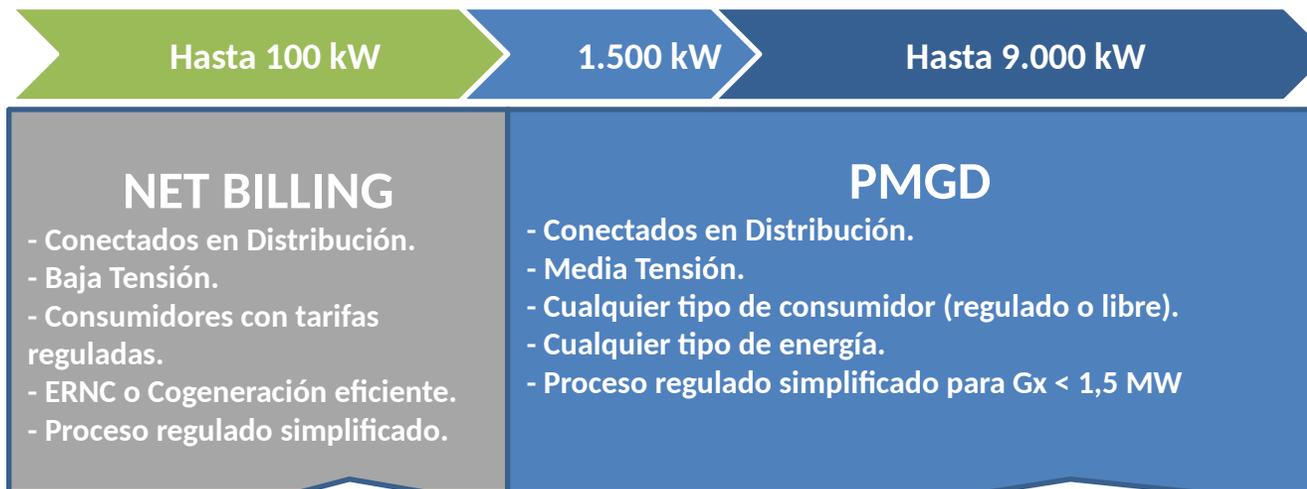
Modifica DS 244, simplifica proyectos, agrega FR.

## Generación Distribuida y Energías Renovables

Chile a comenzado una carrera a favor de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) fomentando su uso con beneficios y obligaciones. Metas como la del año 2050, que pretende que el 70% de la energía suministrada al sistema sea en base a ERNC son claro ejemplo de esto.

Los Proyectos de Generación conectados en las redes de distribución son una tendencia generalizada, ayudando en la consolidación de las ERNC en el mercado Chileno y logrando la aprobación de la sociedad.

Conectarse en distribución cada vez es más rápido y sencillo gracias a las normas simplificadoras del proceso y al trabajo en conjunto del gobierno, distribuidoras e inversionistas.

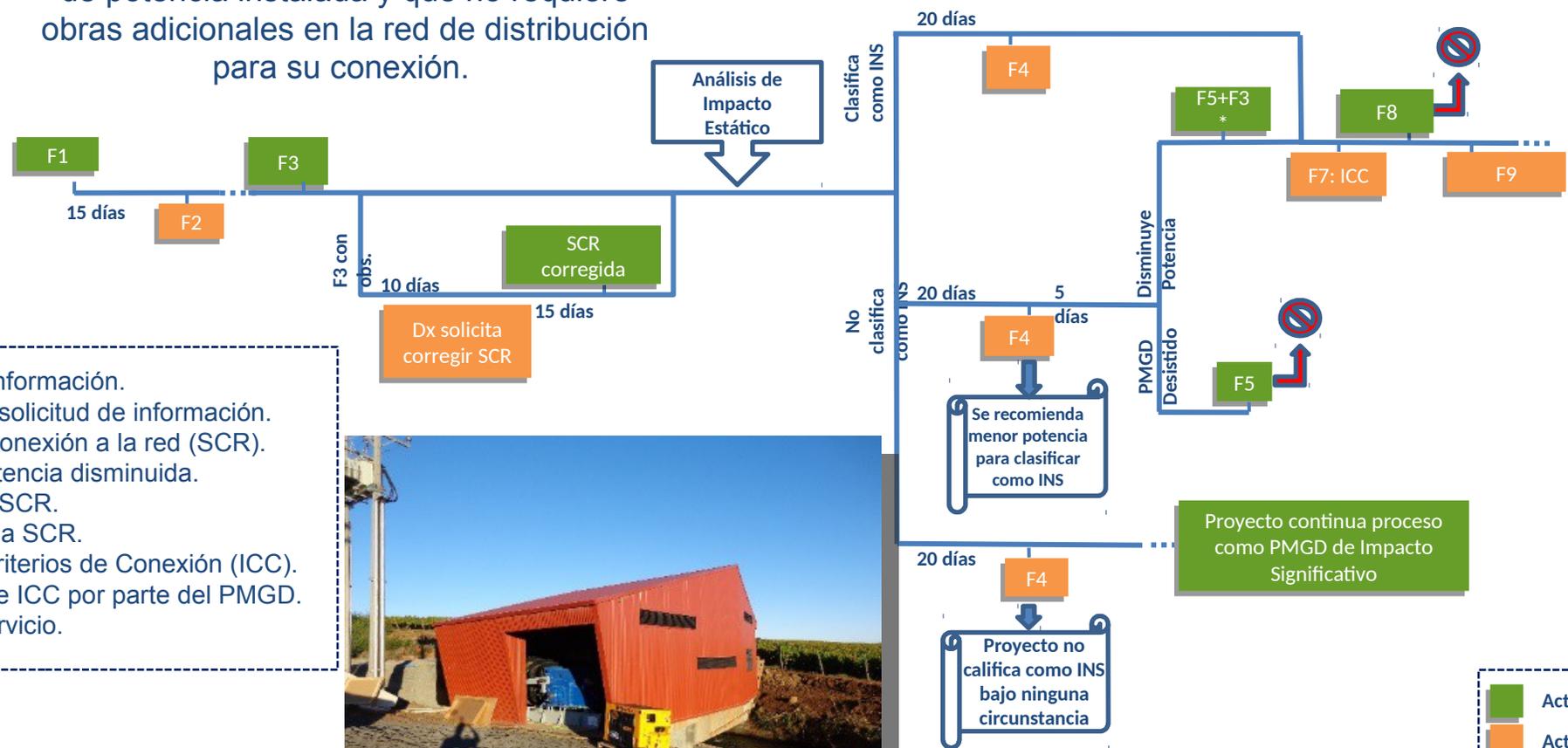


**Aquí comienza el desafío, Vamos por más...**

# Situación Actual de Conexión - INS



¿Qué es un PMGD INS?  
 Consiste en un Proyecto inferior a 1.5 MW de potencia instalada y que no requiere obras adicionales en la red de distribución para su conexión.



- F1: Solicitud de información.
- F2: Respuesta a solicitud de información.
- F3: Solicitud de conexión a la red (SCR).
- F3\*: SCR con potencia disminuida.
- F4: Respuesta a SCR.
- F5: Conformidad a SCR.
- F7: Informe de Criterios de Conexión (ICC).
- F8: Aceptación de ICC por parte del PMGD.
- F9: Puesta en servicio.



- Actividad desarrollada por PMGD.
- Actividad desarrollada por Distribuidora.
- Proyecto puede ser desistido por PMGD.



## Capítulo 2:

### Título 2-2 Determinación de Impacto

#### Artículo 2-11: Determinación PMGD INS

Sera evaluado como INS solo si sus excedentes de potencia son inferiores o iguales a 1,5 MW y cumplir con los artículos del 2-12 al 2-16

#### Artículo 2-12: Potencia a inyectar

No sobrepasar la capacidad de diseño del alimentador  $PMI \leq 0,85 Cap_{diseño}$

#### Artículo 2-13: Variación de Tensión en Punto de Conexión

La variación de tensión que genera un PMGD se calcula según la formula siguiente:

$$\Delta V = \frac{S_{PMGD} \cos(\varphi - \sigma)}{S_{CC}}$$

Esta variación de tensión deberá cumplir la siguiente relación

$$\Delta V_{urbanos} \leq 6\%$$

$$\Delta V_{rurales} \leq 8\%$$



## Capítulo 2:

### Título 2-2 Determinación de Impacto

#### Artículo 2-14: Verificación según máquina

Si PMGD emplea generadores asincrónicos verificar que se cumpla:

$$K_{vs} \leq \frac{S_{CC}}{k_{man} \cdot S_{PMGD}}$$

#### Artículo 2-15: Aporte corriente de cortocircuito

Verificar que ningún equipo de interrupción sobrepase el 85% de su capacidad de ruptura.

#### Artículo 2-16: Coordinación de protecciones

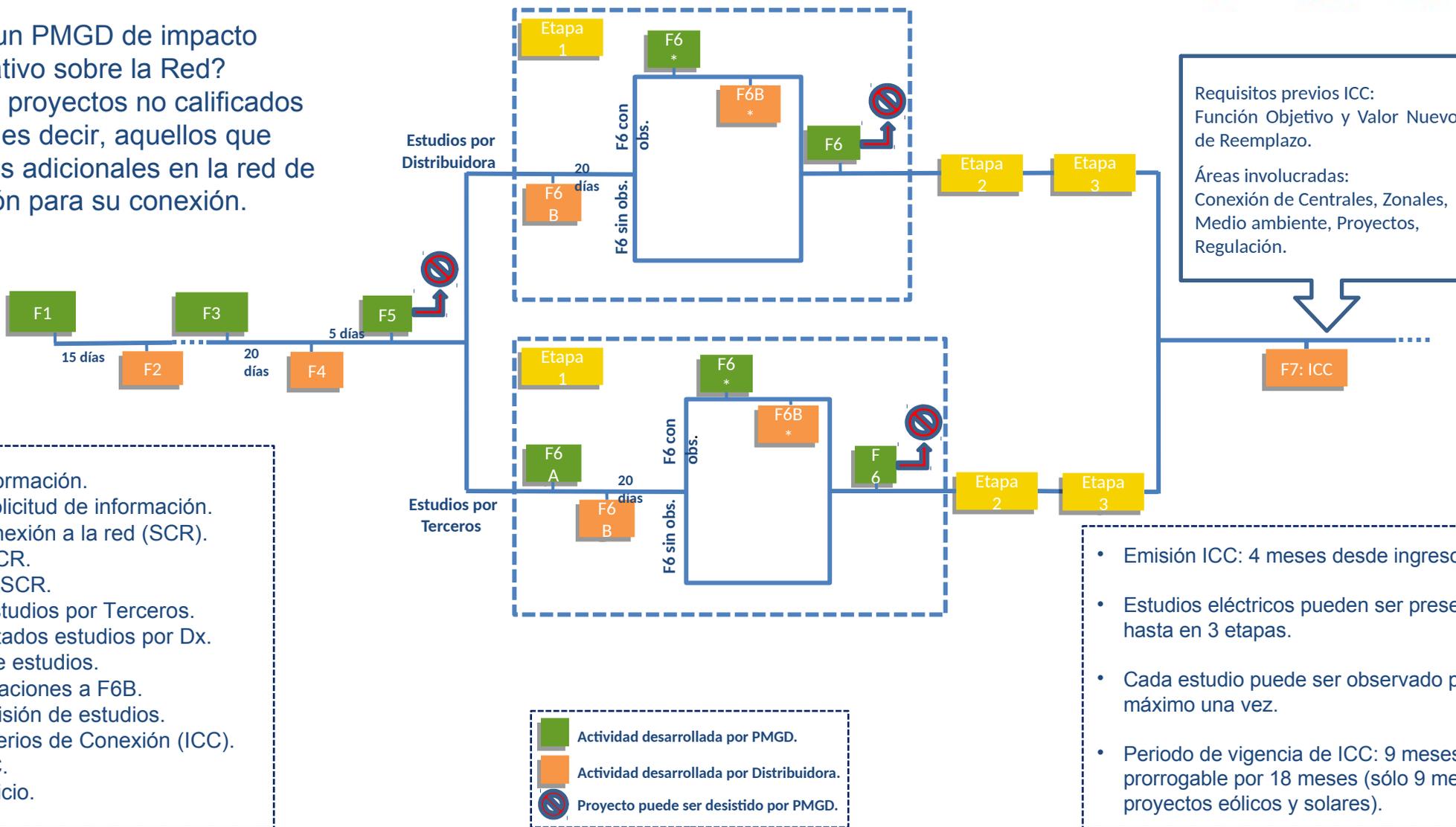
Verificar que al incorporar un PMGD se mantiene una adecuada coordinación con el sistema de distribución. Verificar que el nivel de cortocircuito en el punto de conexión del PMGD no supere el 5% respecto al escenario sin la Central.



# Situación Actual de Conexión - No INS



¿Qué es un PMGD de impacto significativo sobre la Red?  
 Son todos los proyectos no calificados como INS, es decir, aquellos que requieren obras adicionales en la red de distribución para su conexión.



F1: Solicitud de información.  
 F2: Respuesta a solicitud de información.  
 F3: Solicitud de conexión a la red (SCR).  
 F4: Respuesta a SCR.  
 F5: Conformidad a SCR.  
 F6A: Entrega de estudios por Terceros.  
 F6B: Entrega resultados estudios por Dx.  
 F6: Conformidad de estudios.  
 F6\*: F6 con observaciones a F6B.  
 F6B\*: Segunda revisión de estudios.  
 F7: Informe de Criterios de Conexión (ICC).  
 F8: Aceptación ICC.  
 F9: Puesta en servicio.

- Emisión ICC: 4 meses desde ingreso F3.
- Estudios eléctricos pueden ser presentados hasta en 3 etapas.
- Cada estudio puede ser observado por máximo una vez.
- Periodo de vigencia de ICC: 9 meses, prorrogable por 18 meses (sólo 9 meses para proyectos eólicos y solares).



## Capítulo 2:

### Título 2-3 Estudios Técnicos

#### Artículo 2-17: PMGD de Impacto Significativo

Se utilizara el modelo del alimentador y se modelaran equipos de generación existentes o previstos a conectar. No se consideran generadores móviles y generadores con factor de planta menor al 5%.

#### Artículo 2-18: Objetivo del estudio de flujo de potencia

Verificar que luego de la conexión del PMGD se cumpla:

- Las tensiones en los nodos del alimentador se encuentre dentro de los rangos establecidos (+-6% zona urbana y +-8% zona rural).
- El impacto individual del PMGD por elevación de tensión no debe sobrepasar el 6% en el punto de conexión.
- Los Elementos del alimentador del alimentador no superen el 85% de su capacidad térmica.



## Capítulo 2:

### Título 2-3 Estudios Técnicos

#### Artículo 2-19: Escenarios mínimos a considerar

Los escenarios mínimos a considerar en el estudio de flujo de potencia corresponde a los casos más exigentes que puedan ocurrir dentro del alimentador.

- Demanda máxima Neta del Alimentador.
- Demanda mínima Neta del Alimentador.

#### Artículo 2-20: Consideraciones para el estudio

Para la ejecución del estudio se debe considerar:

- La tensión en la cabecera del alimentador coherente con perfiles de tensión.
- Las cargas del alimentador se modelaran en los puntos donde existan transformadores de distribución.



## Capítulo 2:

### Título 2-5 Determinación Costos de Conexión

#### Artículo 2-30: Estudio Costos de Conexión

El estudio debe ser realizado por la empresa distribuidora. Solo se realiza para PMGD de Impacto Significativo.

Artículo 17 del Reglamento. Estudios de Conexión.

1. Estudio de Flujo de Potencia
2. Estudio de Cortocircuitos
3. Estudio de Coordinación de Protecciones

#### Artículo 2-31: Determinación Costos de Conexión

$$CC = \sum_{i=1}^{VU} VP(CP_{\text{Proy PMGD}})_i - \sum_{i=1}^{VU} VP(CP_{\text{Proy NO PMGD}})_i$$

Se realiza en dos etapas: Primera, determina inversiones estructurales para cada año en los escenarios mínimos exigidos. Segunda, evaluación económica de la expansión óptima de la red con la siguiente Función Objetivo:

$$F.O. = \min \sum_{i=1}^{VU} VNR + CE + CP_{\text{érridas}}$$



1

Grupo SAESA

2

Situación Actual de Conexión

3

**Normativa y Elementos de Interconexión**

4

Flexibilidad en la Operación y Desafíos

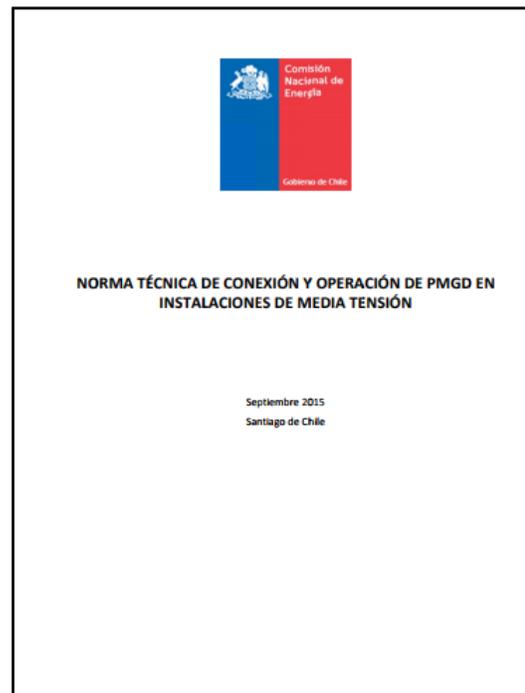
Comentarios Finales

# Normativa y Elementos de Interconexión



Un PMGD al momento de conectarse a la red de distribución le serán aplicables los derechos y obligaciones según NTCO vigente.

Regulatoriamente, las centrales estando cercanas a su puesta en servicio, deben cumplir con los Capítulos 4 y 5, los cuales hacen referencia a las Exigencias Técnicas para su conexión y Exigencias para las Pruebas de Conexión, respectivamente.



PES: Puesta En Servicio

# Normativa y Elementos de Interconexión

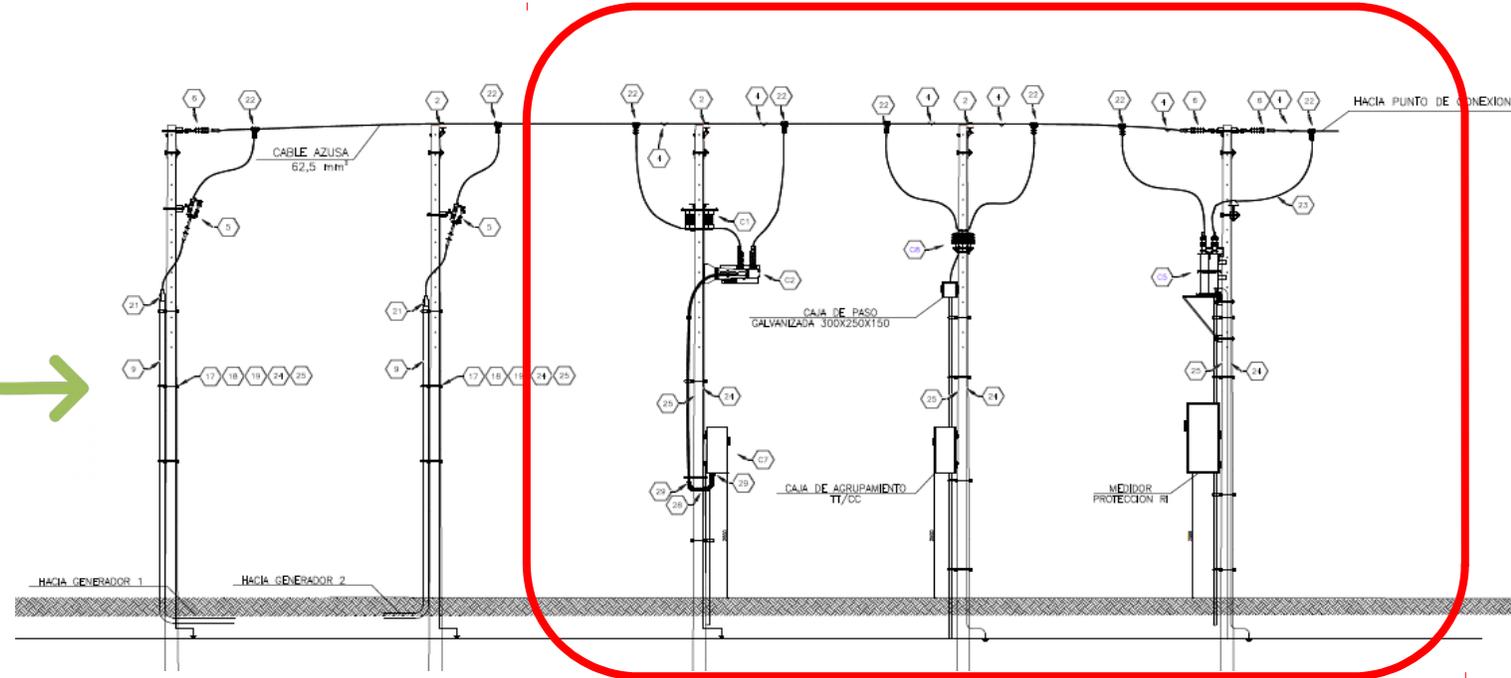
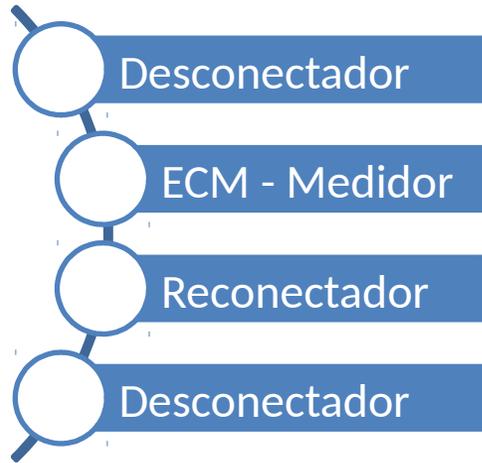


## Capítulo 4: Exigencias Técnicas de Conexión

Artículo 4-2: Interruptor de Acoplamiento

Artículo 4-8: Desconectador

Artículo 4-7:



Título 4-4 Instalaciones de Control y Medida

Artículo 4-13: Equipo de medida

Artículo 4-14: PRMTE y autonomía

Artículo 4-17 y 4-18: Enlace de Comunicación

Artículo 4-19: Protección RI

Artículo 4-20: Protecciones (27/59/81U/81O/Anti Isla/50/51/50N/51N/59N)

# Normativa y Elementos de Interconexión

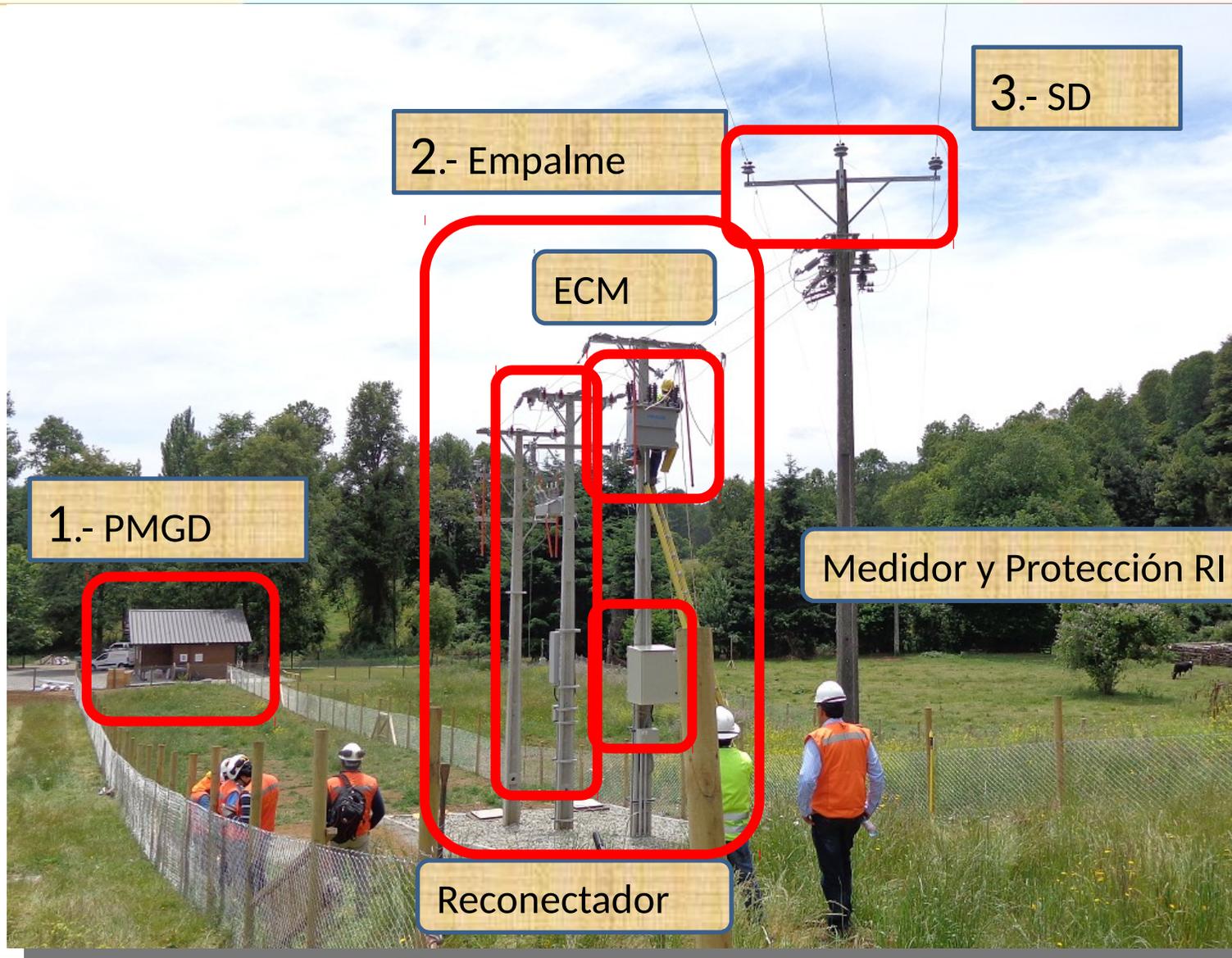


Imagen:

Proyecto PMGD Piutel, 560 [kW].

Conexión al alimentador Panguipulli, propiedad de SAESA.

- ECM: Equipo compacto de medida
- SD: Sistema de Distribución
- Protección RI: Protección Red e Instalación
- PRMTE: Plataforma de recepción de medidas de transferencia económicas

# Normativa y Elementos de Interconexión



Imagen:

Derecha: Proyecto PMGD La Bifurcada, 240 [kW].

Conexión al alimentador Picoltué Mulchén, propiedad de FRONTEL.

Protección RI: Voltaje, frecuencia, Anti isla eléctrica.





1

Grupo SAESA

2

Situación Actual de Conexión

3

Normativa y Elementos de Interconexión

4

**Flexibilidad en la Operación y Desafíos**

Comentarios Finales



## Convenio de Conexión y Operación

- La Normativa establece que debe existir un contrato de operación que detalle los protocolos de comunicación y maniobra entre las empresas.
- Reconexión Automática: Permite minimizar los tiempos de operación en caso de fallas fugaces

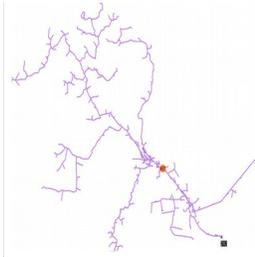
## El día a día de la Operación

- SODIS. Diversas faenas programadas para mantenimiento y obras nuevas. Se suma a eso las distintas fallas no programadas o de fuerza mayor.
- Demora en la reposición del suministro.

## Operación remota

- Necesidad de incorporar mayor tecnología en la automatización de las instalaciones, como operaciones remotas.

# Flexibilidad en la Operación y Desafíos



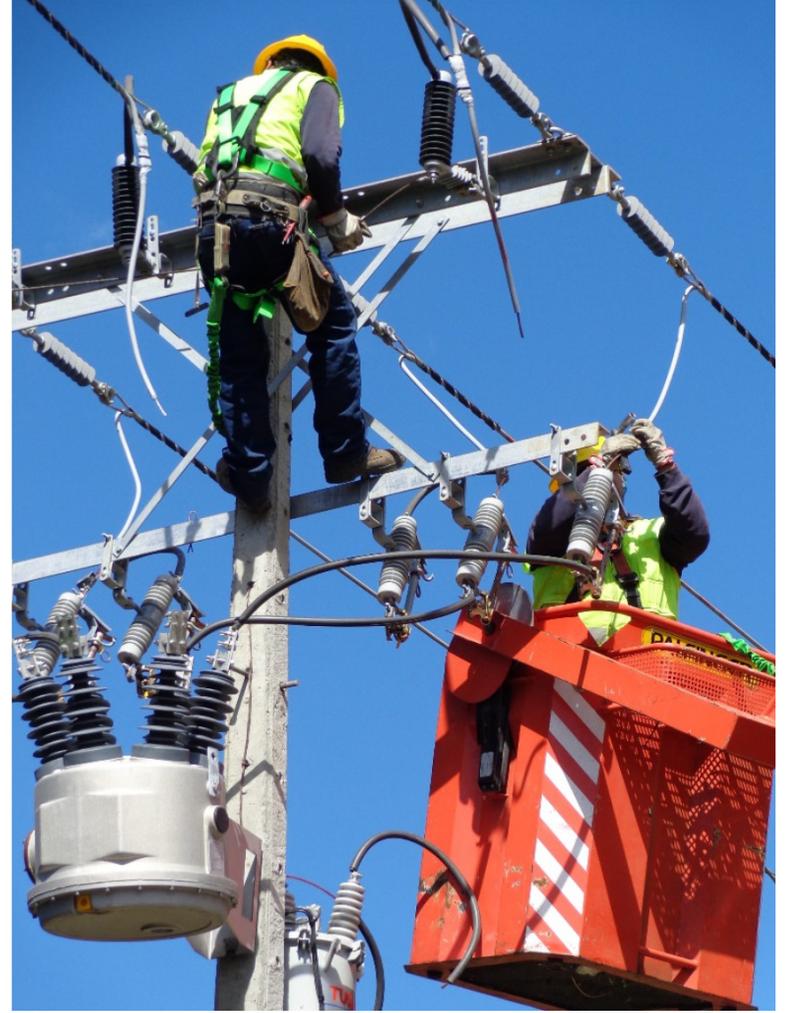
1.- Operación de PMGD en otros alimentadores en caso de contingencia.

2.- Implicancias, Cálculo del Factor de Referenciación



3.- Generación en Isla

4.- Operación y trabajos de líneas energizadas en paralelo con PMGD





## 1.- Operación de PMGD en otros alimentadores en caso de contingencia.

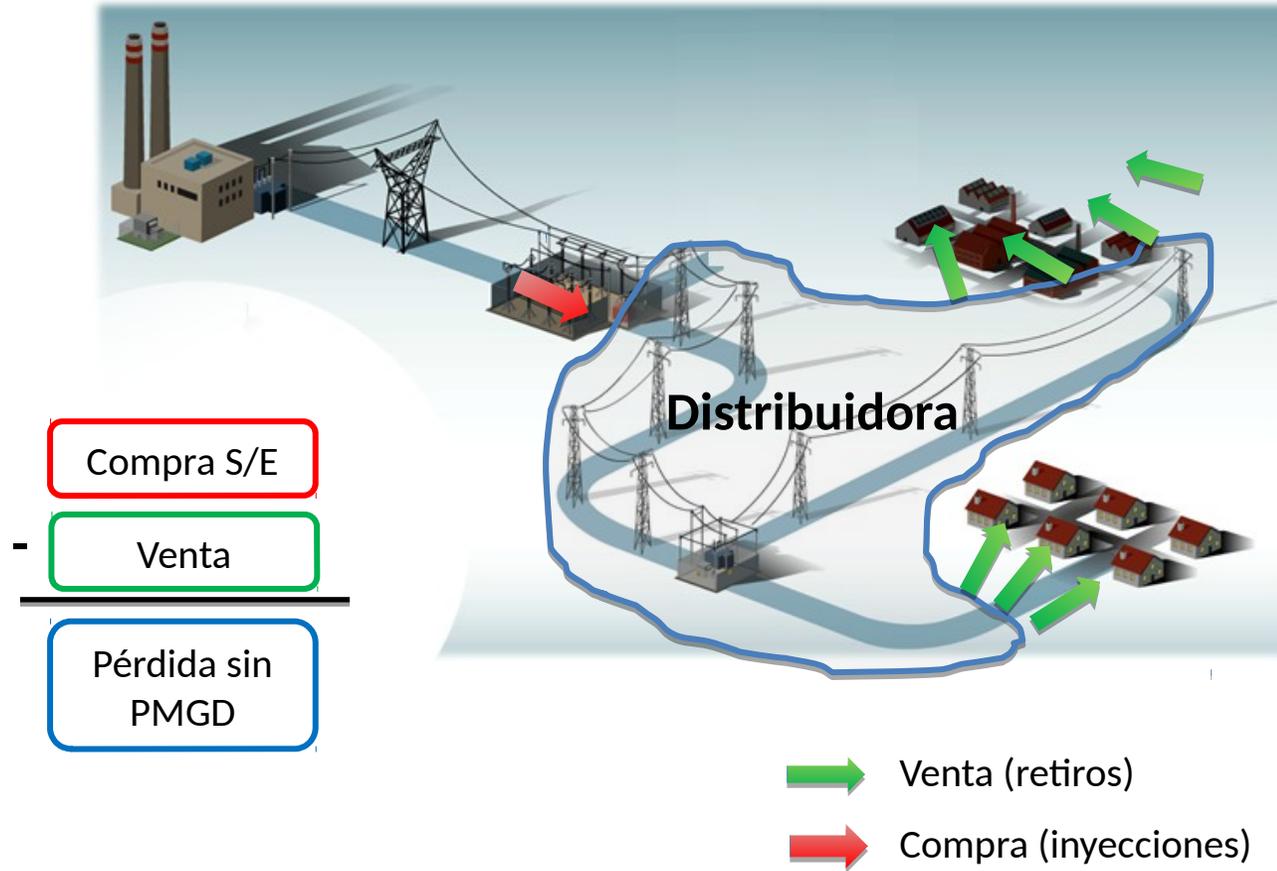


- ✓ **Realización de Estudios Eléctricos:**
  - Flujo de Potencia.
  - Cortocircuitos.
  - Coordinación de Protecciones.
- ✓ **Considerar en los Balances de Energía.**
- ✓ **Incorporar en los Convenios y Protocolos de Operación.**
- ✓ **Utilización de tecnologías para operación remota de equipos.**



## 2.- Implicancias, Cálculo del Factor de Referenciación.

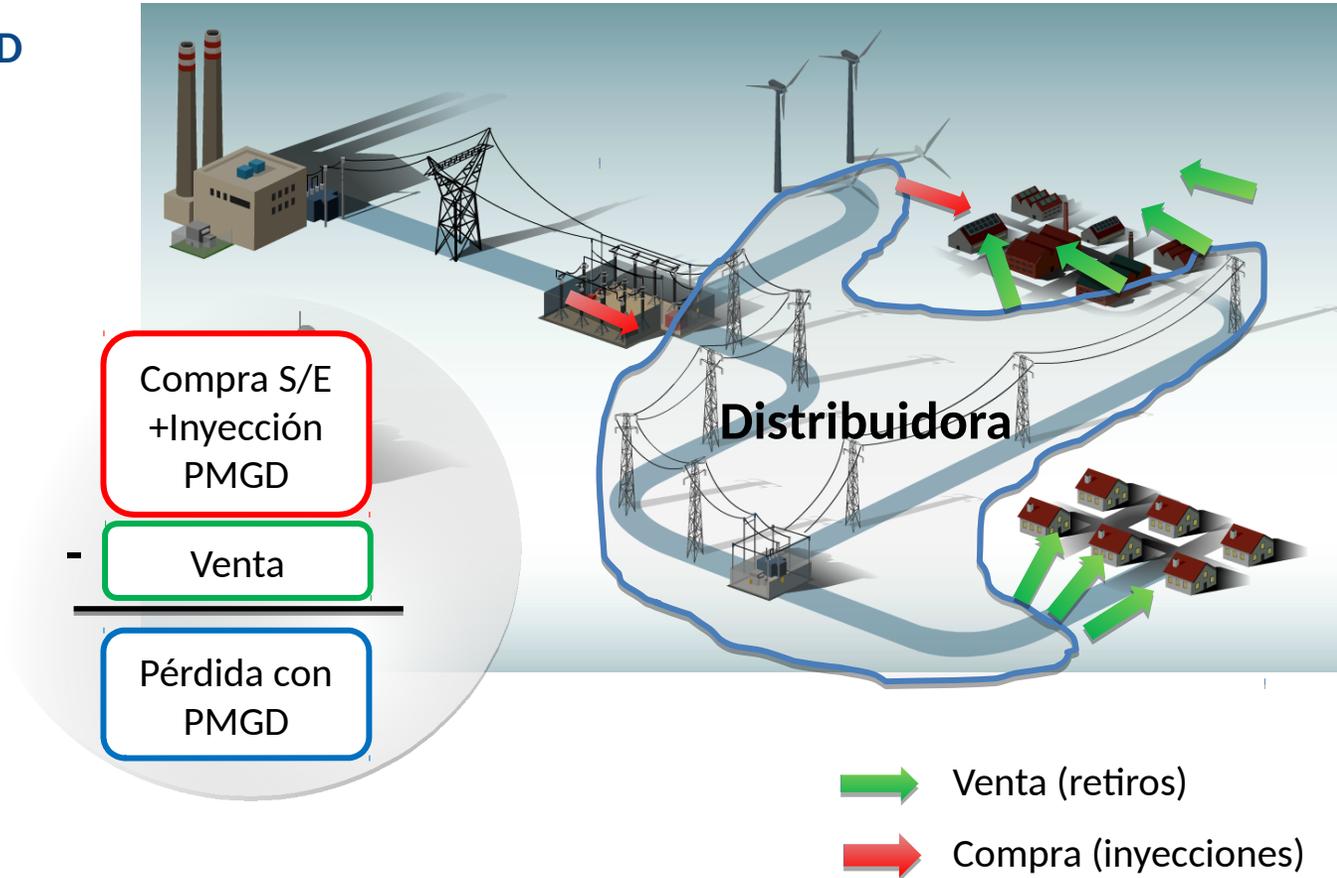
Contexto - Sin PMGD





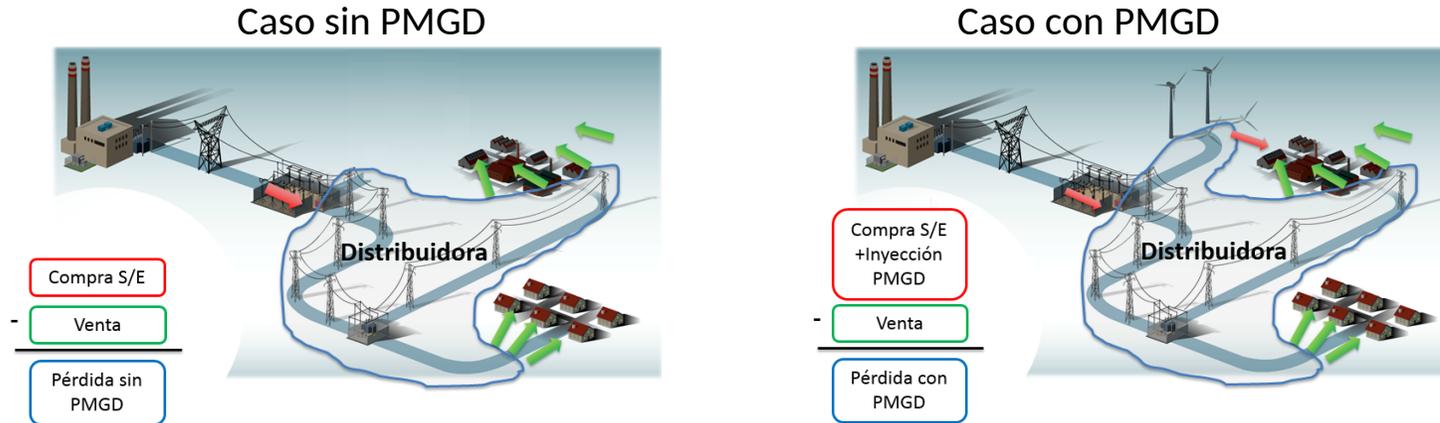
## 2.- Implicancias, Cálculo del Factor de Referenciación.

Contexto - Con PMGD





## 2.- Implicancias, Cálculo del Factor de Referenciación.



- FR: Compensar el efecto en la pérdida del PMGD, mediante un ajuste de su inyección

$$\text{Pérdida con PMGD} = \text{Pérdida sin PMGD}$$

Mediante: Inyección referenciada PMGD = FR x Inyección PMGD

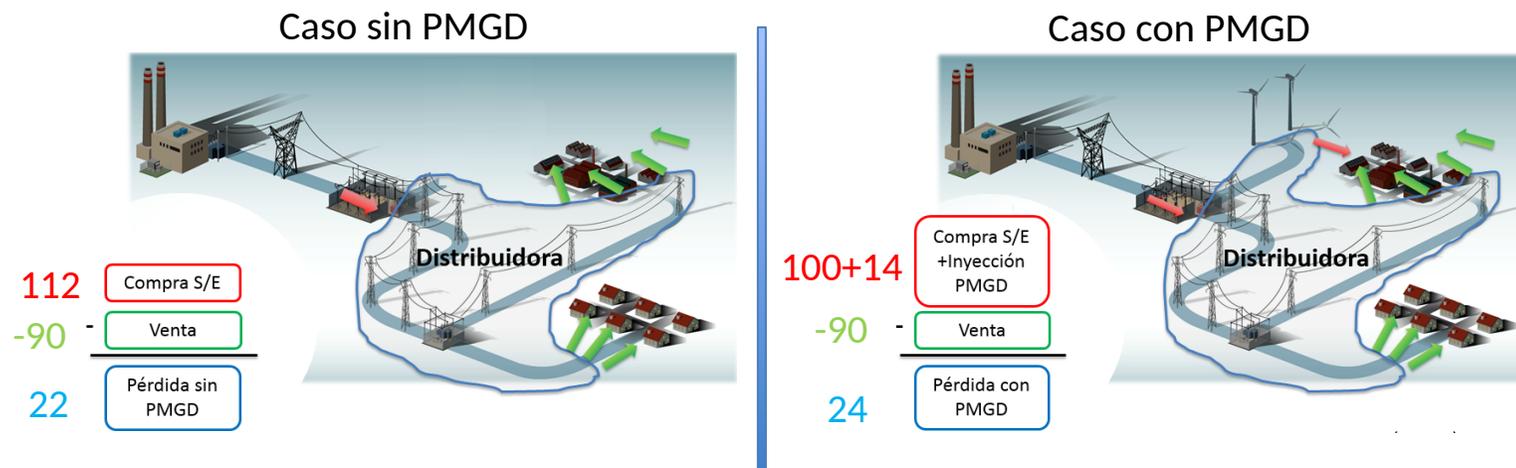
Efecto PMGD en la pérdida	FR	Efecto en la compra + Iny.
Aumenta	<1	Disminuye
Disminuye	>1	Aumenta





## 2.- Implicancias, Cálculo del Factor de Referenciación.

### CASO 2: PMGD QUE AUMENTA LAS PÉRDIDAS



Efecto en las perdidas del PMGD: disminución de perdidas en -2 GWh

$$(Pérdidas sin PMGD) - (Pérdidas con PMGD) = -2$$

22

24

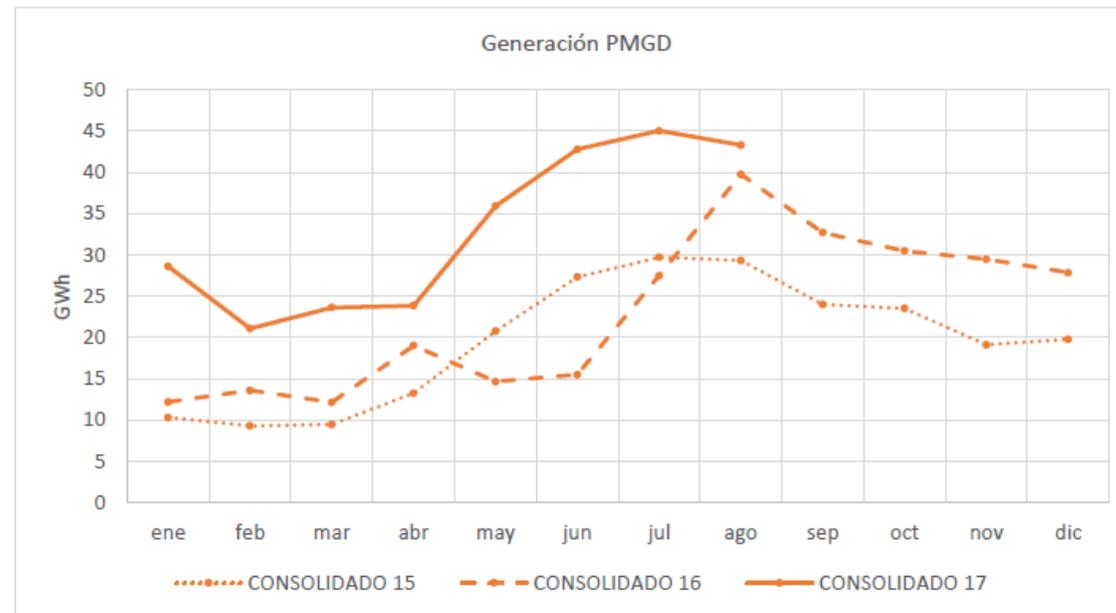
$$FR = 1 + -2/14 = 0,857$$

- Entonces, las inyecciones del PMGD se disminuirían un 14,3 % para compensar el ahorro en perdidas que generó el PMGD



## 2.- Implicancias, Cálculo del Factor de Referenciación.

El FR se aplica con un año de desfase, es decir, el FR que representa el efecto del PMGD por ejemplo en enero 2016, se aplica en la inyecciones de enero 2017. Esto produce una distorsión particularmente relevante cuando la generación y comportamiento de la red es muy distinto a un año atrás.





## 3.- Operación en Isla

**Art 4-44:** La ED puede convenir con el propietario del PMGD la operación en isla de la central, bajo condiciones de interrupción de suministro programados por la empresa correspondiente.

Entre la ED y el PMGD deberán suscribir un acuerdo de operación que asegure condiciones de calidad de suministro y seguridad de operación al PMGD.





## 3.- Operación en Isla

A modo preliminar, qué se requiere?

ETAPA CONCEPTUAL

### Realización de Estudios Eléctricos:

- Estudios Cortocircuitos
- Estudio Estático (define zona de influencia).
- Estudios Dinámicos. Deberá idealmente modelarse los controles en base a pruebas de impacto y rechazo de carga.
- Estudios Coordinación Protecciones.
- Corriente Inrush. De acuerdo con la red de Distribución existente.

EN LA CENTRAL

Control de Tensión.

Control de Frecuencia.

SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Modificaciones en la Red de Distribución, equipos de maniobra.



## 4.- Operación y trabajos de líneas energizadas en paralelo con PMGD

En el Grupo SAESA se ha diseñado un plan para no desconectar de servicio a las Centrales PMGD cuando existan trabajos con líneas energizadas, las que producto de la ley de distribución y los nuevos estándares de calidad de suministro se volverán cada día mas frecuentes.

Requisitos establecidos:

- Instalación Normalizada según NTCO vigente. (protección anti isla sellada).
- Condición de Hot Line Tag en reconectores aguas arriba/debajo de la ubicación de las faenas y en punto de conexión del PMGD.
- Por seguridad se solicita como condición no reconexión de reconectores.

Para todo lo anterior, existen tecnologías que permiten operaciones remotas de los equipos y que facilitarían dichos procedimientos.





1

Grupo SAESA

2

Situación Actual de Conexión

3

Normativa y Elementos de Interconexión

4

Flexibilidad en la Operación y Desafíos

Comentarios Finales



- ✓ **La Seguridad de las instalaciones y de las personas es un factor fundamental e intransable en los protocolos de operación.**
- ✓ **Debe existir un trabajo conjunto entre las empresas de distribución y empresas PMGD, para poder coordinar beneficios para ambas partes, como las flexibilidad expuestas. El Grupo Saesa está dispuesto a ir más allá y adelantarnos a los cambios que la regulación requiere.**
- ✓ **Durante la operación, van a existir diversas dificultades producto de la naturaleza del sistema de distribución. Es importante respetar los convenios de operación para las desconexiones del PMGD, pero a su vez se debe respetar y tener criterios razonables para disminuir la duración de la interrupción del suministro.**
- ✓ **Cambiar el paradigma. Hacia adelante, el medio de generación que lo permita debería considerar controles y mecanismos de generación en isla en su etapa inicial. Se pueden producir beneficios integrales hacia el cliente final y para el PMGD.**
- ✓ **Necesidad del regulador para establecer en la Ley de Distribución materias de Generación Distribuida, especialmente en la Operación.**



grupo  
**SAESA**

TALLER BIENAL CIGRE

MUCHAS GRACIAS!!!!