

# Cálculo de factores de referenciación Alimentador Los Queñes

04 de Noviembre de 2022

Preparado para:



## VERSIÓN Y CONTROL DE REVISIÓN

SYSTEP Ingeniería y Diseños S.A.					
Versión	Fecha	Redactó	Revisó	Aprobó	Comentarios
1	04/11/2022	DFC	BVG	BVG	-

## INDICE

<b>1</b>	<b>Introducción</b>	<b>3</b>
1.1	Objetivos del estudio	3
<b>2</b>	<b>Antecedentes</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Requerimientos Normativos</b>	<b>5</b>
<b>4</b>	<b>Metodología y supuestos</b>	<b>8</b>
<b>5</b>	<b>Matriz de Factores de Referenciación</b>	<b>10</b>

## 1 Introducción

Cooperativa Eléctrica de Curicó Ltda., en adelante "CEC" o "El Cliente", propietaria del alimentador Los Queñes, ubicado en la Región del Maule, comuna de Teno, en cumplimiento con el artículo 3-3 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en instalaciones de Media Tensión en adelante "NTCO", debe realizar el cálculo de factores de referenciación para ser aplicados el período 2023 de su alimentador

En este contexto, el Cliente ha solicitado a Systep Ingeniería y Diseños S.A., en adelante "Systep" o "El Consultor", el desarrollo de la actualización del cálculo de los factores de referenciación establecidos en la Normativa vigente, publicada en julio de 2019 para el alimentador Los Queñes.

Los factores de referenciación aplican a los PMGD, ya que las inyecciones de energía y potencia de estos deben ser referidas a la barra de la subestación de distribución primaria asociada al medio de generación. En particular, el alimentador Los Queñes, tiene conectado a sus redes los PMGD La Montaña I de 3 MW y La Montaña II de 1,9 MW.

Estos factores deben ser calculados por la empresa distribuidora una vez al año, utilizando como datos de cálculo, los registros horarios de la operación real de la demanda del alimentador y generación de los PMGD, desde una fecha que represente el estado actual del alimentador hasta el 30 de septiembre del año en curso. Además, se deben considerar para el cálculo los perfiles de tensión en cabecera del alimentador, así como la previsión de inyección anual prevista para aquellos PMGD que aún no entran en operación o que no disponen de registros de operación real en la ventana de tiempo definida para la realización del cálculo.

Para el desarrollo del estudio, CEC ha entregado a Systep un perfil de distribución de carga y las lecturas reales de la cabecera del alimentador Los Queñes, además de las lecturas disponibles de La Montaña I y La Montaña II, a partir de lo cual se calcularán los factores de referenciación de forma que apliquen dentro del alimentador Los Queñes.

El presente informe abarca la metodología empleada y los resultados obtenidos en el cálculo de cada factor de referenciación del alimentador Los Queñes para los PMGD La Montaña I y La Montaña II.

### 1.1 Objetivos del estudio

El objetivo principal del estudio es calcular la matriz de factores de referenciación de los PMGD La Montaña I y La Montaña II dentro del alimentador Los Queñes, propiedad de CEC, según el procedimiento de cálculo en el Capítulo 3 de la NTCO publicada en julio de 2019.

## 2 Antecedentes

El alcance de este estudio comprende desde la barra de distribución primaria de la subestación Teno de propiedad de CGE hasta el extremo final del alimentador Los Queñes, propiedad de CEC, incluyendo los PMGD La Montaña I y La Montaña II.

Para el desarrollo del presente estudio se ha utilizado la modelación del alimentador Los Queñes elaborada por CEC (Figura 2-1),



**Figura 2-1: Diagrama unilineal de la red MT del alimentador Los Queñes.**

### 3 Requerimientos Normativos

El cálculo de los factores de referenciación para un alimentador se realiza de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 3 de la NTCO, en particular se siguen los lineamientos que se detallan a continuación.

El artículo 3-3 de la NTCO establece que:

*El Factor de Referenciación de un Alimentador deberá ser calculado por la Empresa Distribuidora una vez al año y comunicado al Coordinador y a los propietarios de los PMGD, cuya fecha será el primer día hábil del mes de noviembre. Se deberán utilizar como datos de cálculo, los registros horarios de la operación real de demanda del Alimentador y generación de los PMGD desde una fecha que represente el estado actual del Alimentador hasta el 30 de septiembre del año del cálculo en curso. Además, deberán ser utilizados y considerados en el cálculo los perfiles de tensión en cabecera del(los) Alimentador(es) y los requerimientos de reactivos por parte de los PMGD. Para el caso descrito en el segundo inciso del Artículo 3-2, la Empresa Distribuidora propietaria del Alimentador que se conecte a un Alimentador de propiedad de otra Empresa Distribuidora, deberá proporcionar la información necesaria para el cálculo en un plazo que no excederá el quinto día hábil del mes de octubre.*

*La Empresa Distribuidora deberá enviar junto a la comunicación al Coordinador y a los propietarios de los PMGD, la base de datos utilizada para el cálculo de los FR, las memorias de cálculo y una minuta explicativa que resuma el proceso.*

*El Factor de Referenciación será idéntico para todos los PMGD conectados a un mismo Alimentador, a excepción de los que aún mantengan acuerdos de pérdidas con la Empresa Distribuidora, los cuales tendrán, por el plazo definido en dicho acuerdo, Factores de Referenciación igual a uno. Una vez vencido dicho acuerdo, el PMGD en cuestión deberá adoptar el FR respectivo del Alimentador al cual se conecta.*

*Si para la fecha de cálculo del FR existe uno o más PMGD que no dispongan de registros de operación real en la ventana de tiempo definida en el primer inciso del presente artículo, estos deberán ser considerados en el cálculo utilizando para ello las inyecciones proyectadas entregadas por el Interesado en el "formulario de presentación de SCR"*

Así mismo, la metodología a ser aplicada se describe en detalle en el capítulo 3-5 de la NTCO:

*El Factor de Referenciación corresponderá a una matriz, cuyos valores dependerán de la Generación Agregada de los PMGD conectados y de la Potencia Consumida del Alimentador.*

*Los datos indicados en el Artículo 3-3 se utilizarán para realizar el cálculo de los factores de referenciación de la matriz.*

*Las demandas a utilizar deberán representar un comportamiento normal de la red de distribución, excluyéndose de los cálculos aquellos registros horarios que representen una condición anormal del sistema, ya sea por error en las mediciones, por alguna maniobra o traspasos de carga entre Alimentadores, o por algún otro motivo*

*Para conformar la matriz de FR, se debe realizar una clasificación por 10 intervalos de Generación Agregada de PMGD y 10 intervalos de Potencia Consumida, de acuerdo a lo que se señala a continuación:*

$$IG_i = \left[ G_{\min} + \frac{(i-1)}{10} \cdot (G_{\max} - G_{\min}), G_{\min} + \frac{i}{10} \cdot (G_{\max} - G_{\min}) \right]$$

$$ID_j = \left[ D_{\min} + \frac{(j-1)}{10} \cdot (D_{\max} - D_{\min}), D_{\min} + \frac{j}{10} \cdot (D_{\max} - D_{\min}) \right]$$

Donde:

$IG_i$  : Intervalo  $i$ -ésimo de Generación Agregada de los PMGD del Alimentador.  $i = [1, 10]$ .

$ID_j$  : Intervalo  $j$ -ésimo de Potencia Consumida del Alimentador.  $j = [1, 10]$ .

$G_{\min}$  : Generación Agregada mínima del conjunto de PMGD del Alimentador, a partir de los datos indicados en el Artículo 3-3.

$D_{\min}$  : Potencia Consumida mínima del Alimentador, a partir de los datos indicados en el Artículo 3-3.

$G_{\max}$  : Generación Agregada máxima del conjunto de PMGD del Alimentador, a partir de los datos indicados en el Artículo 3-3.

$D_{\max}$  : Potencia Consumida máxima del Alimentador, a partir de los datos indicados en el Artículo 3-3.

La matriz de Factores de Referenciación  $FR_L$  estará compuesta por 100 FR para cada Alimentador L.

$$FR_L = \begin{matrix} & \begin{matrix} ID_1 & ID_2 & \dots & ID_{10} \end{matrix} \\ \begin{matrix} IG_{10} \\ IG_9 \\ \vdots \\ IG_1 \end{matrix} & \begin{bmatrix} FR_{L,IG_{10},ID_1} & FR_{L,IG_{10},ID_2} & \dots & FR_{L,IG_{10},ID_{10}} \\ FR_{L,IG_9,ID_1} & FR_{L,IG_9,ID_2} & \dots & FR_{L,IG_9,ID_{10}} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ FR_{L,IG_1,ID_1} & FR_{L,IG_1,ID_2} & \dots & FR_{L,IG_1,ID_{10}} \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Cada Factor de Referenciación será definido en base a simulaciones que deberán considerar los niveles de Generación Agregada y Potencia Consumida de la matriz  $FR_L$ . Se calculará según la siguiente expresión:

$$FR_{L,IG_i,ID_j} = 1 + \frac{\sum_{h=1}^{N_{ij}} (P_{Loss_0}(h, IG_i, ID_j) - P_{Loss_{PMGD}}(h, IG_i, ID_j))}{\sum_{h=1}^{N_{ij}} \sum_{g=1}^K PMGD_{g,h,IG_i,ID_j}}$$

Donde:

$FR_{L,IG_i,ID_j}$  : Factor de Referenciación de los PMGD conectados en el Alimentador L, en el intervalo de Generación Agregada  $IG_i$  e intervalo de Potencia Consumida  $ID_j$ .

$P_{Loss_0}(h, IG_i, ID_j)$  : Pérdidas del Alimentador L, sin considerar ningún PMGD conectado para la hora  $h$ , en el intervalo de Generación Agregada  $IG_i$  e intervalo de Potencia Consumida  $ID_j$ . Se incluyen los PMGD que tienen contrato vigente de pago de pérdidas.

$P_{Loss_{PMGD}}(h, IG_i, ID_j)$  : Pérdidas del Alimentador L considerando los PMGD conectados para la hora  $h$ , en el intervalo de Generación Agregada  $IG_i$  e intervalo de Potencia Consumida  $ID_j$ . Se incluyen los PMGD que tienen contrato vigente de pago de pérdidas.

$PMGD_{g,h,IG_i,ID_j}$  : Potencia generada por el PMGD  $g$ , durante la hora  $h$ , en el intervalo de Generación Agregada  $IG_i$  e intervalo de Potencia Consumida  $ID_j$ .

$N_{i,j}$  : Cantidad de horas en el intervalo de Generación Agregada  $IG_i$  e intervalo de Potencia Consumida  $ID_j$ .

$K$  : Cantidad de PMGD conectados en el Alimentador  $L$  de la red de distribución bajo estudio.

No deberán ser considerados para este análisis; Generadores de Emergencia Móvil y los generadores convencionales que presenten un factor de planta, del año anterior al año de evaluación, menor al 5%.

Por último, para aquellas horas donde no se tiene registros para ser utilizados en el cálculo de la matriz antes descrita, se utiliza lo descrito en el artículo 3-6 de la NTCO:

En caso de que con los registros históricos especificados en el Artículo 3-3 existan ventanas dentro de la matriz  $FR_L$  sin registros, el cálculo del FR para cada ventana ( $IG_i, ID_j$ ) sin registros deberá considerar datos creados, adoptando las siguientes consideraciones:

- 1 Potencia Consumida, que represente el valor medio del intervalo  $ID_j$
- $(k + 2)$  niveles de Generación Agregada de PMGD que estén dentro del intervalo  $IG_i$ , como una combinación de los  $k$  PMGD conectados. Estas combinaciones deben abarcar los casos más representativos teniendo en cuenta las tecnologías de cada PMGD.



## 4 Metodología y supuestos

Para el cálculo se consideró la aplicación del procedimiento descrito en el capítulo 3 de la NTCO para PMGD. Esto incluyendo las etapas de cálculo de flujos de potencia AC horarios y construcción de tabla matriz de factores de referenciación para ser aplicados el año 2023. Todo lo anterior, en base al modelo eléctrico en formato DIgSILENT y registros horarios tomados tanto en la cabecera del alimentador y como en los puntos de conexión de PMGD provistas por la Cooperativa Eléctrica de Curicó.

Sin perjuicio de lo anterior, y considerando que la NTCO para PMGD deja abiertas algunas consideraciones del cálculo, se establecieron una serie de supuestos metodológicos para el cálculo de la matriz de factores de referenciación.

A continuación, se detallan la metodología y los supuestos empleados por Systep:

- El cálculo de flujos de potencia AC horarios son realizados mediante el software DIgSILENT.
- En base a las mediciones de operación real del alimentador Los Queñes entregadas, se calcula el perfil horario de potencia demandada por cada una de las cargas del alimentador la cual es utilizada después en el cálculo de matriz de factores de referenciación.
- Se utilizaron los registros de tensión en cabecera del alimentador Los Queñes entregados por la Cooperativa Eléctrica Curicó.
- Dado que las demandas a utilizar en el cálculo de los intervalos de potencia consumida deberán representar un comportamiento normal de la red (según lo establece la NTCO en el artículo 3-5), es que se eliminan del registro aquellas horas donde se observe alguna de las siguientes condiciones:
  - La Potencia Consumida<sup>1</sup> se encuentre dentro del 1% menor y el 1% mayor de la operación anual.
  - Potencia Consumida por el alimentador sea menor que cero.
  - No existen registros de la tensión de cabecera.

En cuanto a la creación de datos para completar el cálculo en aquellas ventanas de la matriz vacías, el artículo 3-6 de la NTCO para PMGD establece cómo estimar la Potencia Consumida y la Generación Agregada en dichas ventanas. Sin embargo, esta no establece claramente como determinar los niveles de generación de cada PMGD, ni como establecer la potencia reactiva consumida en el alimentador para estas condiciones. Para abordar esto se tomaron los siguientes supuestos:

- Para cada intervalo de Potencia Consumida, la potencia reactiva de las demandas se obtiene utilizando el factor de potencia promedio de las cargas del alimentador de todos los registros reales de este que se encuentren dentro del intervalo ( $ID_i$ ).
- En cuanto a la potencia reactiva inyectada en el punto de conexión por cada uno de los PMDG, ésta se obtiene en función de la proporción entre las potencias reactiva y activa promedios, inyectadas por cada PMGD dentro del intervalo de generación evaluado ( $IG_i$ ).
- La norma establece que los  $(k+2)$  niveles de Generación Agregada creados para una ventana sin registro, deben abarcar los casos más representativos de generación, tomando en cuenta las tecnologías de cada PMGD. En consideración a lo anterior, es que dentro de los registros creados se

---

<sup>1</sup> Definida en conformidad al Artículo 1-11 de la NTCO para PMGD.

establecerán al menos 4 combinaciones de generación de los PMGD para cada ventana sin registro. Lo anterior se realiza mediante la prorrata de las capacidades instaladas de los PMGD.

- El criterio anteriormente descrito también fue aplicado para aquellos intervalos en los que la cantidad de registro disponibles fuesen menores que los  $(k+2)$  niveles de Generación Agregada descritos en el punto anterior. Esto con el objeto de que todos los intervalos tuviesen al menos  $(k+2)$  registros de generación.
- En cuanto a la tensión en cabecera, esta es establecida como el promedio de las tensiones de cabecera observadas en los registros que se encuentran dentro del intervalo de generación evaluado ( $IG_i$ ).

## 5 Matriz de Factores de Referenciación

A partir de la información enviada por CEC, se realizó el cálculo de factores de referenciación, utilizando la metodología de la NTCO y los supuestos establecidos en el capítulo 4, tomando como punto de partida los registros horarios de potencia activa, reactiva y tensión en cabecera, así como las inyecciones de potencia activa y reactiva de los PMGD del alimentador.

Con todo lo anterior, los factores de referenciación obtenidos son los siguientes:

IG\ID	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	0,875	0,890	0,867	0,886	0,885	0,889	0,915	0,923	0,930	0,937
9	0,888	0,875	0,903	0,898	0,905	0,891	0,931	0,940	0,947	0,955
8	0,905	0,906	0,915	0,918	0,925	0,901	0,946	0,955	0,962	0,971
7	0,913	0,923	0,931	0,938	0,941	0,923	0,964	0,974	0,982	0,991
6	0,934	0,936	0,945	0,953	0,958	0,969	0,982	0,991	1,000	1,010
5	0,946	0,954	0,965	0,972	0,975	0,970	0,976	1,009	1,019	1,030
4	0,959	0,973	0,986	0,992	0,999	1,015	1,017	1,028	1,039	1,050
3	0,974	0,996	1,003	1,011	1,019	1,029	1,042	1,035	1,058	1,070
2	1,006	1,007	1,019	1,026	1,035	1,048	1,058	1,068	1,080	1,093
1	1,000	1,022	1,034	1,048	1,062	1,079	1,096	1,089	1,103	1,106

Tabla 5-1: Matriz de FR para el alimentador Los Queñes calculada

Donde los rangos los límites de los rangos de IG e ID son los descritos en la Tabla 5-2.

Potencia Consumida [kW]			Generación Agregada [kW]		
Rango: IDx	Límite inferior	Límite superior	Rango: IGx	Límite inferior	Límite superior
1	812,11	1271,90	1,00	0,00	495,55
2	1271,90	1731,68	2,00	495,55	991,11
3	1731,68	2191,47	3,00	991,11	1486,66
4	2191,47	2651,25	4,00	1486,66	1982,22
5	2651,25	3111,04	5,00	1982,22	2477,77
6	3111,04	3570,82	6,00	2477,77	2973,32
7	3570,82	4030,60	7,00	2973,32	3468,88
8	4030,60	4490,39	8,00	3468,88	3964,43
9	4490,39	4950,17	9,00	3964,43	4459,99
10	4950,17	5409,96	10,00	4459,99	4955,54

Tabla 5-2: Límites para los intervalos de Potencia Consumida y Generación Agregada para el alimentador Los Queñes.