

PROCEDIMIENTO OPERATIVO DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Resolución CNDC 494/2024-5 de fecha 30 de julio de 2024

1. OBJETIVO

Establecer un procedimiento de proyección de la demanda a ser utilizado por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) para la Programación de Mediano Plazo.

2. ANTECEDENTES

Artículos 30 y 31 del Reglamento de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista (ROME), que establece que los Agentes Distribuidores y Consumidores No Regulados deben entregar sus proyecciones de demanda de energía y potencia para los próximos 48 meses.

3. PROYECCIONES DE DEMANDA DE LOS AGENTES

Con el objeto de elaborar el Informe de la Programación de la Operación de Mediano Plazo, hasta el 10 de febrero y 10 de agosto de cada año, los Distribuidores y Consumidores no Regulados deben suministrar al CNDC sus proyecciones de demanda de energía y potencia con desagregación mensual para los nodos en los que reciben el suministro, con sus correspondientes hipótesis de cálculo y curvas típicas de carga.

Para este efecto, se utilizará la información proporcionada por los Agentes Distribuidores y Consumidores No Regulados a través del sistema de gestión de declaraciones que se cuenta en el CNDC, que considera la estructura del Anexo 1; la citada información debe considerar la estadística con detalle mensual y sus proyecciones de consumo para los siguientes 48 meses. Junto con esta información, se debe presentar un informe con las hipótesis de cálculo utilizadas en la elaboración de las proyecciones de demanda de energía y potencia máxima.

Para el caso de Agentes Distribuidores, se debe incluir la información histórica con detalle mensual de la evolución de las ventas de electricidad a consumidor final, desagregada por categorías (Domiciliaria, Comercial, Industrial y Alumbrado Público), utilizando el formulario del Anexo 2.

4. PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA

La proyección de demanda del SIN se determinará con base a análisis estadísticos y econométricos para el conjunto de los principales Agentes Distribuidores y se agregarán las proyecciones de demanda informadas por los Consumidores No Regulados y nuevos Agentes Distribuidores que cuentan con poca información histórica.

4.1 Proyección de la demanda de energía anual de los Agentes Distribuidores

Para cada Agente Distribuidor, se determinará la variable dependiente para la cual se estimarán los siguientes parámetros:

- 1) Ventas de energía por tipo de consumo.
- 2) Venta de energía total del Distribuidor en el SIN.
- 3) Compra total de energía por nodos en el MEM (desagregado en intervalos de 15 minutos).

Es requisito obligatorio de la metodología aplicada, agregar las series históricas en años calendario; a fin de poder utilizar la mayor cantidad posible de información histórica, para los estudios que se inician en noviembre, se utiliza una metodología de descomposición tendencia-estacional para completar los valores mensuales hasta diciembre del mismo año.

Una vez seleccionada la base de datos histórica para cada empresa de distribución, se aplican los modelos estadísticos candidatos que se describen a continuación:

- **Modelo Autorregresivo Integrados de Medias Móviles (ARIMA)**

$$Z_t = \phi_1 Z_{t-1} + \dots + \phi_p Z_{t-p} - \theta_1 \varepsilon_{t-1} - \dots - \theta_q \varepsilon_{t-q}$$

$$Z_t = (Y_t - Y_{t-1} - \mu) - (Y_{t-1} - Y_{t-2} - \mu) - \dots - (Y_{t-d+1} - Y_{t-d} - \mu)$$

Dónde

Y_t es la variable dependiente en el año t .

p es el número de términos autorregresivos.

d es el número de diferencias no estacionales necesarias para la estacionariedad.

q es el número de errores de pronóstico retrasados en la ecuación de predicción.

μ es el término promedio en el modelo ARMA y *drift* en el modelo ARIMA, si $d > 0$.

ϕ_i son los coeficientes de los términos autorregresivos $i \in \{1..p\}$.

θ_j son los coeficientes de los términos de medias móviles $j \in \{1..q\}$.

ε_t es el término de error en el año t .

- **Modelos de regresión simple o múltiple, con o sin tendencia**

Regresión sin tendencia	$Y_t = a_0 + a_1X_{1,t} + a_2X_{2,t} + \dots + a_nX_{n,t} + \phi Y_{t-1} + \varepsilon_t$
Regresión con tendencia	$Y_t = a_0 + a_1X_{1,t} + a_2X_{2,t} + \dots + a_nX_{n,t} + \sigma t + \phi Y_{t-1} + \varepsilon_t$

Dónde

Y_t es la variable dependiente en el año t .

$X_{i,t}$ es la variable independiente i en el año t .

n es el número de variables independientes.

a_i son los coeficientes de las variables explicativas $i \in \{1..n\}$.

a_0 es el intercepto.

ϕ es el coeficiente del término autorregresivo.

σ es el coeficiente del término tendencial.

ε_t es el término de error en el año t .

- **Modelo de Corrección de Errores (ECM)**

$$\Delta Y_t = \beta_1 \Delta X_{1,t-1} + \dots + \beta_n \Delta X_{n,t-1} + \delta ECT$$

$$ECT = Y_{t-1} + a_1 X_{1,t} + \dots + a_n X_{n,t} + a_0$$

Dónde

Y_t es la variable dependiente en el año t .

$X_{i,t}$ es la variable independiente i en el año t .

n es el número de variables independientes.

a_0 es el intercepto.

a_i son los coeficientes de las variables independientes $i \in \{1..n\}$ en la ecuación de largo plazo del modelo ECM.

β_i Coeficiente de la variable explicativa $i \in \{1..n\}$ en la ecuación de corto plazo del modelo ECM.

Al modelo econométrico seleccionado para cada agente distribuidor, se usará un conjunto de variables explicativas que puedan considerarse aplicables, como ser el PIB, la población, el PIB per cápita, IGAE, la población con acceso a la electricidad, el PIB sectorial, ingreso familiar, temperatura u otros, para determinar el mejor modelo econométrico para cada agente, estas variables explicativas deben extenderse hasta el año final de proyección.

Los modelos deberán estar respaldados por criterios de alto rigor estadístico, de forma de evitar proyecciones con comportamientos no realistas:

- a) Las variables participantes deben ser o transformarse en estacionarias.
- b) No debe existir colinealidad entre regresores (en modelos de regresión) o variables independientes, consecuentemente, ausencia de multicolinealidad en la matriz de observaciones correspondientes a las variables independientes del modelo.
- c) El modelo debe tener un buen grado de ajuste, medido por el coeficiente de determinación R^2 , que debe presentar valores cercanos a la unidad.
- d) El *backtest*, si aplica, debe resultar en un error relativo máximo dentro de un rango razonable.
- e) Los coeficientes asociados a las variables explicativas participantes en el modelo seleccionado deben ser estadísticamente significativos (p-valor inferior al nivel de tolerancia).
- f) El término de error del modelo de regresión lineal debe comportarse como un ruido blanco; es decir, su promedio debe ser igual a cero, su varianza debe ser constante (homocedástico) y no debe existir autocorrelación entre los errores (covarianza nula).
- g) El uso del modelo de Corrección de Errores debe estar condicionado a la presencia de cointegración entre la variable dependiente e independiente.
- h) El uso de los modelos de regresión con tendencia determinista debe estar condicionado a ausencia de raíz unitaria en la serie (serie estacionaria en tendencia).

Si hay más de un modelo que cumple con todas las condiciones de validación, el modelo final debe seleccionarse en función de los criterios de mejor ajuste que se describe a continuación:

- 1) Mínimo valor del criterio de información Akaike (AIC)
- 2) Mínimo error del *backtest*.

A los modelos que estiman las ventas, la proyección de demanda de energía anual se calcula tomando en cuenta el valor de pérdidas y diferencias del último año histórico, o en su defecto la evolución de pérdidas para los siguientes años.

4.2 Proyección de la demanda anual de energía de los principales Agentes Distribuidores

Estas proyecciones se realizan analizando el comportamiento histórico de cada agente con la misma clase de regresiones históricas y econométricas señaladas en el punto 4.1.

Para cada agente se calcula la tasa de crecimiento y se adoptan las franjas de confianza obtenidas con el porcentaje (%) de variación histórica de los últimos 10 años (5%).

Si es que la proyección del Agente se encuentra dentro del rango de confianza dado por el porcentaje de variación histórica, se adopta la proyección del Agente; caso contrario, se analiza con el Agente las diferencias entre las proyecciones hasta explicar las mismas. En caso de que estas no sean justificables, se utiliza la proyección estimada por el CNDC.

Como resultado de este análisis se obtendrá la proyección de energía anual, desagregada por Agente.

4.3 Demanda de Energía Mensual

Para proyectar la demanda mensual de energía, se calculan los factores de participación promedio mensual histórico para el conjunto de los principales Agentes Distribuidores y Consumidores No Regulados, en base a la selección de los últimos años históricos (1 a 5 años).

Dentro de cada año seleccionado, si corresponde, se pueden retirar las demandas nuevas que, al ingresar de manera escalonada a lo largo del año, modifican el comportamiento de las curvas de la empresa distribuidora, efecto que no tiene el mismo efecto en el futuro.

Se verifica que los factores de participación, que resultan de la agregación de las proyecciones de los Agentes Distribuidores y Consumidores No Regulados, sean consistentes, para lo cual se emplea los promedios mensuales de los últimos años históricos seleccionados, admitiéndose una variación de +/- 5% de este promedio histórico.

En caso de que los factores proyectados no sean consistentes con los factores históricos, se analiza en forma detallada la información de cada Agente, a objeto de explicar las diferencias; en caso de que las diferencias no sean justificables, la desagregación de la demanda anual en periodos mensuales se realiza aplicando los factores de participación promedio de los últimos años históricos seleccionados.

En el caso de utilizar las proyecciones mensuales del CNDC, las previsiones por nodo de retiro se contabilizarán utilizando factores de desagregación nodal, calculados con base al comportamiento de los últimos años históricos seleccionados y perspectivas de transferencias de carga proporcionadas por los Agentes Distribuidores y Consumidores No Regulados.

La demanda mensual de los Agentes Distribuidores, se calcula multiplicando la demanda anual proyectada por el factor de participación mensual determinado anteriormente.

4.4 Demanda de Energía en Intervalos de 15 minutos

La demanda de energía en intervalos de 15 minutos para los años de proyección, se la calcula con la determinación de curvas típicas de carga diarias, las cuales pueden diferenciarse para cada tipo de día, por ejemplo, días hábiles (lunes a viernes), sábados, domingos y feriados. El objetivo de su modelaje es identificar los patrones de consumo dentro de cada mes o año, individualmente por cada Agente Distribuidor y Consumidor No Regulado.

El primer paso para construir las curvas típicas para cada uno de los meses (enero – diciembre); considerando la demanda instantánea histórica de 1 a 10 años (SMEC – en intervalos de 15 minutos) para cada distribuidora. Dentro de cada año seleccionado, se deben de ajustar los valores históricos, en este contexto se pueden retirar las demandas nuevas que, al ingresar de manera escalonada o acelerada a lo largo del año, lleguen a modificar el comportamiento de las curvas de la empresa distribuidora.

Una vez realizado el ajuste de los datos históricos, se calculan las curvas típicas diarias. Para cada uno de los meses (enero – diciembre), se toma como valor representativo el promedio o la mediana del intervalo de 15 minutos de los datos disponibles para la construcción de la curva típica. Para determinar el valor representativo sin la influencia de la tendencia de crecimiento entre los años, es importante remover el componente tendencial interanual.

Posteriormente, se calcula una curva de carga anual, asignando cada curva típica diaria a los intervalos de los años proyectados (35.040 intervalos por año = 4 [intervalos de 15 min por hora] x 24 [horas por día] x 365 [días por año]), tomando en consideración el calendario correcto y el factor de participación promedio mensual.

Finalmente, se calcula un factor de participación instantáneo, que representa la contribución de cada intervalo de 15 minutos en porcentaje en la suma de la curva de carga total en el año. El factor de participación horario es la suma de las participaciones de 15 minutos correspondientes a la hora.

La demanda horaria del Agente se calcula multiplicando la demanda mensual determinada en el punto 4.3 por el factor de participación dado en los intervalos cada 15 minutos.

4.5 Proyección de la demanda de Consumidores No Regulados y Otros Agentes Distribuidores

Las proyecciones de demanda de energía de los Consumidores No Regulados y Otros Agentes Distribuidores que tengan poca información histórica serán revisadas por el CNDC en cuanto a la coherencia de los valores informados.

De no existir incoherencias en los datos, el CNDC incorporará directamente dichas proyecciones en la determinación de la proyección de la demanda total del SIN; en caso contrario, se analizará dichas incoherencias con el Agente correspondiente hasta resolver la incoherencia.

4.6 Demanda de Energía Semanal por Bloques

La demanda semanal por bloques (Punta, Semipunta, Alto, Medio y Bajo) se determina tomando como base la demanda de energía en intervalos de 15 minutos determinada en el punto 4.4, agrupando las mismas de acuerdo con la Resolución vigente, emitida por el Regulador en la que se aprueba los bloques horarios.

5. DEMANDA DE POTENCIA MENSUAL EN NODOS DE RETIRO

La proyección de potencia máxima mensual en nodos de retiro para cada uno de los meses (enero – diciembre), de cada año, se calcula sobre la base de la energía en intervalos de 15 minutos proyectada para cada mes.

Se analiza la coherencia de los factores de carga de las proyecciones de los Agentes Distribuidores y Consumidores No Regulados; dichos factores se comparan con el promedio histórico de los últimos cinco años descartando los valores atípicos y se verifica que no exista una desviación mayor a +/- 5%. Si los factores de carga proyectados no son consistentes con el promedio histórico, se analiza en forma detallada la información de cada Agente a objeto de explicar las diferencias; en caso de que las diferencias no sean justificables, se adoptará el factor de carga promedio de los años seleccionados.

Asimismo, se analiza el comportamiento probable asociado a colocar la energía prevista según el comportamiento de la curva de carga determinada en el numeral 4.4.

Como resultado de este proceso, se determina la proyección de demanda máxima mensual de potencia para cada Agente y para cada nodo.

6. DEMANDA DE POTENCIA COINCIDENTAL MENSUAL

La proyección de la demanda máxima coincidental por Agente, se determina a partir de la selección de la metodología que permita establecer la menor desviación posible, que sea determinada con base al correspondiente análisis estadístico. A continuación, se detalla los métodos aplicables para la citada evaluación:

6.1 En Base a la Energía Proyectada en Intervalos de 15 minutos

La curva de carga anual del Sistema se calcula a partir de la agregación de las curvas de las Distribuidoras y Consumidores No Regulados; de esta manera, se obtiene para cada mes una previsión de la demanda máxima del sistema y el instante en que el ocurre (intervalo de 15 minutos dentro del día de máxima demanda).

Finalmente, la demanda coincidente de cada Agente se obtiene a partir del mapeo de la demanda de 15 minutos por Agente en el instante en que ocurre la demanda máxima del Sistema, dentro de cada mes.

6.2 En Base a la Potencia Coincidental Histórica

Para cada mes, la demanda de potencia coincidental de cada nodo se calcula determinando el factor de coincidental del área (relación entre la demanda máxima del área y la demanda máxima propia del nodo) y el factor de coincidencia del sistema (relación entre la demanda máxima coincidental del sistema y la demanda máxima del área), estos dos factores se multiplican por la demanda máxima mensual propia del nodo. Estos factores corresponden a los valores medios de la relación histórica de los últimos cinco años, descartándose previamente los valores atípicos.

6.3 En base al comportamiento probable de la Curva de Carga Anual

La demanda coincidental se establece a partir del análisis del comportamiento probable de la curva de carga anual (con detalle de 15 minutos), la cual se la determina con base a la información estadística histórica disponible de los últimos cinco años representativos luego de descartar valores atípicos; Se efectúa un análisis estadístico para establecer la forma de la curva de carga con mayor representación probable, la cual considera la frecuencia (número de veces en que se ha presentado la demanda coincidental en el período histórico definido), para determinar la demanda máxima coincidental del Sistema.

7. DEMANDA DE POTENCIA COINCIDENTAL MENSUAL DEL SISTEMA

La demanda de Potencia Máxima Coincidental Mensual del Sistema se determina en función del análisis de mínimos cuadrados ordinarios (EMC), de acuerdo a la siguiente expresión:

$$EMC = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y}_i)^2$$

Donde:

i = mes

n = número máximo de meses, para los estudios de que inician en mayo ($n=13$) y para los estudios que inician en noviembre ($n=19$).

El valor mínimo del EMC indicara la magnitud promedio de los errores cuadráticos entre los valores reales y los valores predichos, de la potencia máxima coincidental. Aquel método definido en el punto 6, que presente el mínimo error cuadrático medio, será seleccionado para obtener la potencia máxima coincidental.

8. VIGENCIA

El presente procedimiento entrará en vigencia una vez aprobado por el Comité de Representantes al CNDC.

9. MODIFICACIONES

Cualquier modificación al presente procedimiento será efectuada por el CNDC.

CNDC
30 de julio de 2024

[Anexo 1](#)

Anexo 2

CUADRO 2 - NIVEL MENSUAL
EVOLUCION DE LAS VENTAS DE ELECTRICIDAD A CONSUMIDOR FINAL POR CATEGORIA

Empresa:	Departamento:						Unidad: [MWh]	Tasa de Crecimiento
	Año	Residencial	General	Industrial	Mineria	A.Público	Otros	
Gestión 2010								
	Enero							
	Febrero							
	Marzo							
	Abril							
	Mayo							
	Junio							
	Julio							
	Agosto							
	Septiembre							
	Octubre							
	Noviembre							
	Diciembre							
Gestión 2011								
	Enero							
	Febrero							
	Marzo							
	Abril							
	Mayo							
	Junio							
	Julio							
	Agosto							
	Septiembre							
	Octubre							
	Noviembre							
	Diciembre							
Gestión 2012								
	Enero							
	Febrero							
	Marzo							
	Abril							
	Mayo							
	Junio							
	Julio							
	Agosto							
	Septiembre							
	Octubre							
	Noviembre							
	Diciembre							
Gestión 2013								
	Enero							
	Febrero							
	Marzo							
	Abril							
	Mayo							
	Junio							
	Julio							
	Agosto							
	Septiembre							
	Octubre							
	Noviembre							
	Diciembre							
Gestión 2014								
	Enero							
	Febrero							
	Marzo							
	Abril							
	Mayo							
	Junio							
	Julio							
	Agosto							
	Septiembre							
	Octubre							
	Noviembre							
	Diciembre							
Gestión 2015								
	Enero							
	Febrero							
	Marzo							
	Abril							
	Mayo							
	Junio							
	Julio							
	Agosto							
	Septiembre							
	Octubre							
	Noviembre							
	Diciembre							

