

Consejo Nacional de Operación

CNO

ACUERDO No. 20
Mayo 27 de 1999

Por el cual se aprueba el procedimiento para la implementación de la demanda en áreas operativas

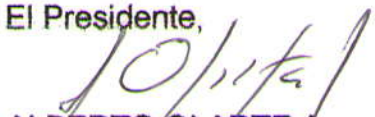
El Consejo Nacional de Operación en uso de sus facultades legales, en especial las conferidas en el Artículo 36 de la Ley 143 de 1994 y la Resolución 8-0103 del 2 de febrero de 1995 del Ministerio de Minas y Energía y según lo aprobado en su reunión Número 96,

ACUERDA:

PRIMERO: Aprobar el Documento "Acuerdos para la implementación de la Demanda en las Areas Operativas". Documento ISA UENCND 99-238, mayo 25 de 1999, anexo al presente acuerdo.

SEGUNDO: El presente acuerdo rige a partir de la fecha.

El Presidente,


ALBERTO OLARTE A.

El Secretario Técnico,


GERMAN CORREDOR A.



Operación de Mercados de Energía

*Información Eléctrica y
Energética*

ACUERDOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA DEMANDA EN LAS AREAS OPERATIVAS

GERENCIA CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

Documento ISA UENCND 99-238

Medellín, Mayo 25 de 1999

1. OBJETIVO

2. CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA

- 2.1 Unificación de nomenclatura
- 2.2 Definición de punta y variables a medir
- 2.3 Información a utilizar en el despacho económico
- 2.4 Información histórica de energía
- 2.5 Información histórica de potencia
- 2.6 Representación de la información para el despacho económico
- 2.7 Representación de la información histórica

3. OBTENCIÓN DE LAS LECTURAS A PARTIR DEL ESQUEMA ACTUAL DE MEDICIÓN

4. CONDUCTO REGULAR PARA DEFINICIÓN DE FRONTERAS DE ÁREAS OPERATIVAS

5. FLUJO DE INFORMACIÓN HACIA EL CND

5.1 Información histórica de demanda real de energía y potencia

- 5.1.1 Nombre archivo
- 5.1.2 Estructura interna del archivo
- 5.1.3 Demanda no atendida

5.2 Información pronóstico de demanda de energía y potencia

- 5.2.1 Nombre archivo
- 5.2.2 Estructura interna del archivo

5.3 Unidades de medida y precisión de los datos de demanda real y pronóstico

5.4 Contingencias al proceso de intercambio de información

5.5 Cronograma para inicio de intercambio electrónico de información

6. INDICADORES DE CALIDAD DEL PRONÓSTICO DE DEMANDA

1. OBJETIVO

Presentar los acuerdos del Comité de Distribución en sus reuniones 6, 7 y 8 en lo referente a:

- Características de la información de la demanda histórica de energía y potencia para cada área operativa.
- Procedimientos de intercambio de información, de los CRD's o quien represente la demanda del área operativa ante el CND, tanto la demanda real de energía y de potencia, como del correspondiente pronóstico de energía y potencia.
- Establecer los indicadores de calidad del pronóstico, tanto para las áreas operativas como para el SIN.

2. CARACTERÍSTICAS DE LA INFORMACIÓN DE DEMANDA

2.1 Unificación de nomenclatura

Se elimina el concepto de hora al referirse en todo lo relacionado con la demanda, tanto de energía como potencia y se establece el concepto de período, con las siguientes características:

- En aquellas aplicaciones en las cuales se requiera la desagregación del día en 24 períodos, ésta se hará en períodos horarios los cuales se notarán del 1 al 24, y con la siguiente correspondencia uno a uno con los intervalos cronológicos horarios

Período	Hora-min Iniciales y finales
1	0:00 - 0:59
2	1:00 - 1:59
3	2:00 - 2:59
..	
24	23:00 - 23:59

- Todos los reportes deben adaptarse a este nuevo esquema para garantizar la consistencia de los mismos.

2.2 Definición de punta.

Dado que del análisis de las curvas de carga no se observa que en las horas de la mañana existe una variación significativa que implique tratamiento especial de ningún período. Solo se adopta como **punta** la de la tarde, que corresponde a los períodos 19, 20 y 21.

2.3 Información a utilizar en el despacho económico

Para efectos del despacho económico, se adaptará la información de demanda real (descrita más adelante), para alimentar los modelos de pronóstico a un formato horario con las siguientes características:

- En los períodos fuera de punta, el dato a emplear en cada período **debe corresponder a la energía pronosticada para el período.**
- En los períodos de punta, el dato a emplear en cada período **debe corresponder a la potencia pronosticada para el período.** Lo anterior con el objeto de garantizar la seguridad del sistema en los períodos de máxima carga o similares.

2.4 Información histórica de energía

De acuerdo con los lineamientos del CNO, es deseable que a corto plazo los agentes del sistema y en particular las aplicaciones relacionadas con el despacho económico estén preparados para poder manejar curvas de carga y de pronóstico no en 24 valores diarios sino en 96, es decir cada 15 minutos.

Para efectos de la información histórica se aprobó que todas las empresas debían implementar la toma y el reporte de medidas de energía en subperíodos de 15 minutos, para todo el día. Con ello se logran varias cosas importantes:

- Se incrementa la calidad de la información como tal.
- Permite estar preparados a cambios futuros.

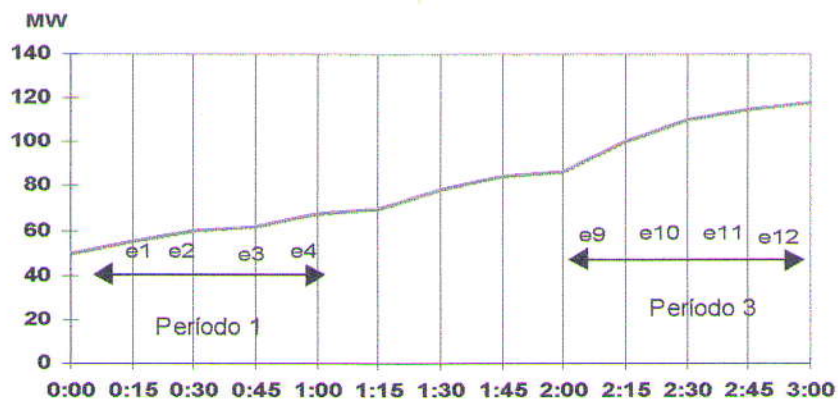
La siguiente tabla presenta la relación entre los períodos y los subperíodos:

Períodos		Relación		Subperíodos	
Período	Intervalo	Relación	entre	Período	y Subperíodo

	equivalente	subperíodo		
1	0:00 - 0:59	La energía del período se obtiene como la suma de la energía de los subperíodos del mismo	1	0:00 - 0:15, lectura a las 0:15
			2	0:15 - 0:30, lectura a las 0:30
			3	0:30 - 0:45, lectura a las 0:45
			4	0:45 - 1:00, lectura a las 1:00
2	1:00 - 1:59	La energía del período se obtiene como la suma de la energía de los subperíodos del mismo	5	1:00 - 1:15, lectura a las 0:15
			6	1:15 - 1:30, lectura a las 1:30
			7	1:30 - 1:45, lectura a las 1:45
			8	1:45 - 2:00, lectura a las 2:00
24	1:00 - 1:59	La energía del período se obtiene como la suma de la energía de los subperíodos del mismo	93	23:00 - 23:15, lectura a las 23:15
			94	23:15 - 23:30, lectura a las 23:30
			95	23:30 - 23:45, lectura a las 23:45
			96	23:45 - 00:00, lectura a las 00:00 del siguiente día

La gráfica siguiente muestra un ejemplo de la forma como queda definida la curva de carga, según la anterior nomenclatura

Curva de carga ENERGIA

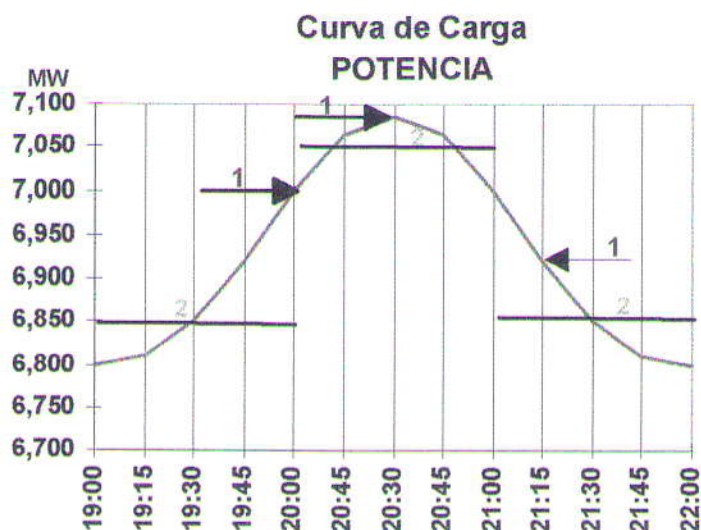


Para efectos de la información histórica se aprobó que todas las empresas debían implementar la toma y el reporte de medidas de potencia en subperíodos de 15 minutos, para los períodos de la punta.

Cuando se requiera relacionar la demanda del subperíodo con el período horario, (por ejemplo para el despacho económico) se acordó tomar el máximo de las cuatro lecturas de los subperíodos correspondientes y a partir de estos obtener el valor representativo para el período. El método de construcción será tomar el máximo de los valores parciales. Como se muestra en el cuadro siguiente.

Períodos		Relación	Subperíodos	
Período	Intervalo equivalente	Relación entre Período y subperíodo	Subperíodo	
19	18:00 - 18:59	La potencia del período se obtiene como el máximo valor de la potencia de los subperíodos del mismo	73	18:00 – 18:15, lectura a las 18:15
			74	18:15 – 18:30, lectura a las 18:30
			75	18:30 – 18:45, lectura a las 18:45
			76	18:45 – 19:00, lectura a las 19:00
20	19:00 - 19:59	La potencia del período se obtiene como el máximo valor de la potencia de los subperíodos del mismo	77	19:00 – 19:15, lectura a las 19:15
			78	19:15 – 19:30, lectura a las 19:30
			79	19:30 – 19:45, lectura a las 19:45
			80	19:45 – 20:00, lectura a las 20:00
21	20:00 - 20:59	La potencia del período se obtiene como el máximo valor de la potencia de los subperíodos del mismo	81	20:00 – 20:15, lectura a las 20:15
			82	20:15 – 20:30, lectura a las 20:30
			83	20:30 – 20:45, lectura a las 20:45
			84	20:45 – 21:00, lectura a las 21:00

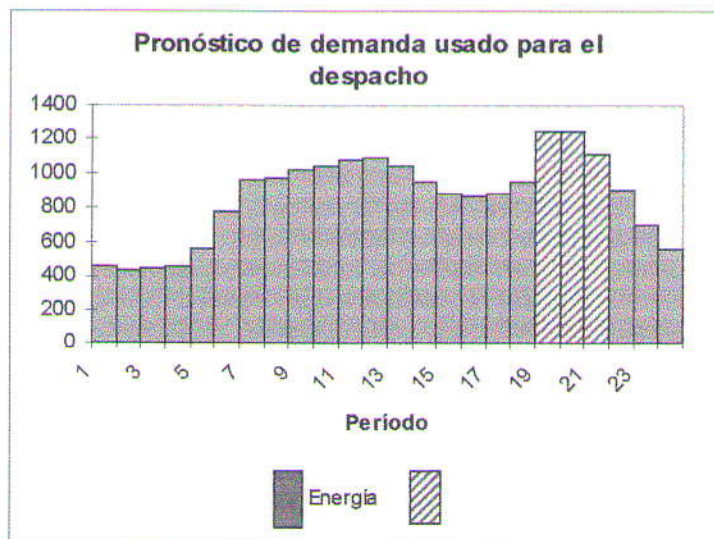
La gráfica siguiente muestra un ejemplo de cómo queda definida la curva de carga en los períodos de punta, según la anterior nomenclatura.



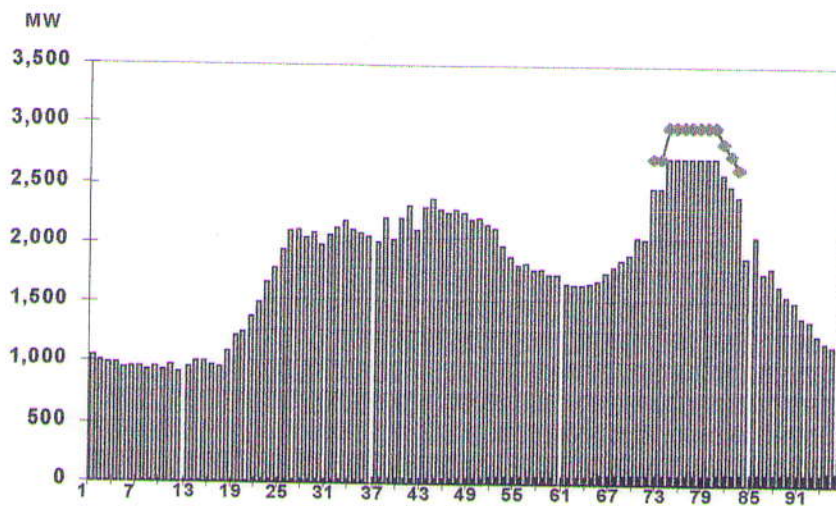
(1) Valor adoptado como potencia representativa del período

2.6 Representación de la información para el despacho económico.

La curva de carga estaría dada por el siguiente diseño, donde para los períodos fuera de punta se registran lecturas de energía MWh, y en los períodos de punta se tienen lecturas de potencia con intervalos de 15 minutos.



2.7 Representación de la información histórica



3. OBTENCIÓN DE LAS LECTURAS A PARTIR DEL ESQUEMA ACTUAL DE MEDIDA

Para obtener las lecturas, acordes con el esquema anteriormente descrito, se deben considerar las siguientes posibilidades de instrumentación disponibles en la actualidad

• Medidores de Energía.

Si una empresa tiene la posibilidad de medir directamente energía, lo lógico es que utilice estas mediciones para la determinación de esta variable; de esta manera el valor obtenido será exactamente el de interés y no tendrá que hacer aproximaciones.

Si una empresa posee medidores de potencia con capacidad de integrar el resultado de la energía, caso de algunos sistemas SCADA, estos dispondrán directamente de la energía y el tratamiento será similar al anterior.

Para determinar la potencia de las horas de punta, se asumirá que la potencia media de cada subperíodo es el valor representativo de la potencia del subperíodo. Como se anotó anteriormente, esta información solamente será de interés en las horas de punta es decir en los períodos 19, 20 y 21.

• Medidores de Potencia.

Si una empresa solo puede medir potencia este debe ser el dato que se envíe para los períodos de punta, para los datos de energía debe hacer una aproximación para que el

valor obtenido tenga "un equivalente de energía", acogiéndose a uno de los dos casos siguientes.

- **Caso 1.** Cuando se tiene lecturas de potencia cada 15 minutos.

Se acuerda interpolar cada par de lecturas para evitar sesgos en la curva resultante y obtener el dato más representativo de la energía equivalente, para cada subperíodo de 15 minutos.

- **Caso 2.** Cuando se tiene lecturas de potencia cada 60 minutos.

Se acordó que para hallar el equivalente en los cuatro períodos de 15 minutos, se debía utilizar la interpolación lineal entre datos adyacentes, luego aplicar el procedimiento del caso 1, para encontrar la energía equivalente en cada subperíodo de 15 minutos

4. CONDUCTO REGULAR PARA DEFINICION DE FRONTERAS DE AREAS OPERATIVAS

Según la resolución GREG 025-95 un área operativa debe obedecer al siguiente criterio *"Un área operativa comprende un conjunto de subestaciones, recursos de generación y demanda que presentan alguna restricción eléctrica que limitan los intercambios con el resto del sistema."*

Por lo tanto se debe respetar la definición que esté oficialmente aprobada por el CNO. El trámite normal para la definición de las áreas es el Subcomité de estudios Eléctricos y su posterior análisis por parte del Comité de Operación, pasando a una aprobación por parte del CNO.

La estructura de fronteras para un área operativa debe ser independiente de la instrumentación.

5. FLUJO DE INFORMACIÓN HACIA EL CND

Los CRDs y los agentes que representen ante el CND la demanda de las áreas operativas, suministrarán:

- Diariamente, a más tardar a las 3:00 AM, tanto la demanda del día anterior de energía como la de potencia, cumpliendo con los siguientes estándares.
- Semanalmente el pronóstico de demanda de energía para cada uno de los períodos horarios, adicionalmente el pronóstico de demanda de potencia para los períodos de punta, esta información debe ser suministrada a más tardar el día viernes a las

13:00 horas (RES CREG-025-95), anterior a la semana para la cual se realiza dicho pronóstico.

5.1 INFORMACION HISTORICA DE DEMANDA REAL DE ENERGÍA Y POTENCIA.

5.1.1 Nombre de archivo:

El nombre del archivo debe estar compuesto por un conjunto de caracteres con la siguiente estructura **REAMMDD.TXT**, donde.

MM mes del año correspondiente (número entero entre 01 y 12).
DD día correspondiente (número entero entre 1 y el último día del mes MM).

5.1.2 Estructura interna del archivo:

El archivo debe en cada fila debe contener:

- Identificador de frontera
- Noventa y seis (96) datos de energía con resolución de quince (15) minutos.
- Trece datos de potencia para la punta.
- Una(1) columna al final con la energía total del día por frontera, para garantizar la coherencia de la información de los 96 datos por frontera(subperíodos de 15 minutos).

Dadas las características actuales, de los sistemas de medida (basados en potencia), los cuales no garantizan la coherencia entre la suma de los 96 datos y el total del día, se acuerda que dicha coherencia debe garantizarse, aplicando algún criterio de ajuste.

5.1.3 DEMANDA NO ATENDIDA Y GENERACIONES EMBEBIDAS (Menores, Cogeneradores)

Cada CRD o quien represente la demanda, enviara diariamente, los valores de la demanda no atendida y el valor de las generaciones embebidas, considerando estos como una frontera más del área operativa. Dadas las características del formato (datos cada 15 minutos) y mientras el Comité de Distribución adelante la normatividad para el monitoreo de generaciones de menores y cogeneradores, se recomienda enviar el dato del total del día de estas generaciones en el último cuarto del período 24.

5.2 INFORMACION PRONÓSTICO DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA.

Se debe hacer mediante un formato estándar, es decir 24 datos por día para cada área operativa de pronóstico de energía y adicionalmente 3 datos de pronóstico de potencia para los períodos 19, 20 y 21 considerados como de punta.

5.2.1 Nombre de archivo:

El nombre del archivo debe estar compuesto por un conjunto de caracteres con la siguiente estructura PROMMDD.TXT, donde.

MM mes del año correspondiente (número entero entre 1 y 12).
DD día inicial de la semana de pronóstico (número entero entre 1 y el último día del mes MM).

5.2.2 Estructura interna del archivo:

El archivo debe en cada fila contener:

- Identificador del período. (Número entero entre 1 y 24)
- 24 datos de energía (24) datos de energía con resolución de una (1) hora.
- Adicionalmente tres (3) filas con el pronóstico de potencia para los períodos de punta identificados cada uno con un campo adicional o bandera cuyo valor debe ser (P) indicando potencia.

Cada columna debe corresponder a los días de la semana de lunes a domingo.

5.3 Unidades de medida y precisión de los datos para las diferentes variables (energía y potencia)

La información reportada al CND debe venir medida en MWh para la variable energía y MW para la variable potencia, ambas en valores enteros, tanto para el pronóstico como para la demanda real

5.4. CONTINGENCIAS AL PROCESO DE INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN DE DEMANDA REAL Y PRONÓSTICO

De no ser posible el acceso al servidor RAS por medio de líneas telefónicas, se definen las siguientes alternativas

- Enviar un correo electrónico con los archivos a la dirección demanda@isa.com.co y verificar con el operador que efectivamente llegó antes de las 04:00 horas.
- En caso contrario y luego de coordinar con el operador del CND se debe Enviar un fax con la demanda total de energía del área en el día y el máximo valor de potencia para los períodos de punta de la información correspondiente a la operación del día anterior, una vez realizado este proceso se debe proceder a colocar durante el transcurso de la mañana el archivo con la información completa, en la dirección acordada.

5.5. CRONOGRAMA PARA INICIO DE INTERCAMBIO ELECTRONICO DE INFORMACIÓN

A partir del día primero (1) de junio los responsables de la información de demanda en cada CRD o quien la represente, iniciaran el envío de la información de demanda real utilizando los formatos acordados así como los medios (servidor RAS).

A partir del día dos (2) de junio, el pronóstico de demanda de energía y potencia, será enviado a cada uno de los CRD o a quien represente la demanda, utilizando los formatos y medios acordados.

6. INDICADORES DE CALIDAD DEL PRONÓSTICO DE DEMANDA DE POTENCIA PARA PERÍODOS DE PUNTA

Se acordó implementar el siguiente conjunto de siete (7) indicadores, tanto para el Sistema total, como para cada área operativa definidos de la siguiente manera.

6.1 Indicadores de potencia

➤ **Indicador uno (1):** Demanda de potencia real vs demanda de potencia programada período 19.

➤ **Indicador dos (2):** Demanda de potencia real vs demanda de potencia programada período 20.

➤ **Indicador tres (3):** Demanda de potencia real vs demanda de potencia programada período 21.

9.2 Indicadores de energía

➤ **Indicador cuatro (4):** Demanda real acumulada de energía vs demanda de energía acumulada programada en los períodos uno (1) al ocho (8)

➤ **Indicador cinco (5):** Demanda real acumulada de energía vs demanda de energía acumulada programada en los períodos nueve (9) al dieciseis (16).

➤ **Indicador seis (6):** Demanda real acumulada de vs demanda de energía acumulada programada en los períodos diecisiete (17) al veinticuatro (24).

➤ **Indicador siete (7):** Demanda real acumulada de energía vs demanda de energía acumulada programada en los períodos uno (1) al veinticuatro (24).

La ecuación a aplicar en cada caso es:

$$Idicador = \frac{Demnda_real - Demanda_pro\ grama\ da}{Demanda_real} \times 100$$