



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**ASIGNACIÓN DE METAS DEL ÍNDICE
DE DISPONIBILIDAD O DE LAS HORAS
ANUALES ACUMULADAS DE
INDISPONIBILIDAD PARA LOS
ACTIVOS DEL STN**

DOCUMENTO CREG-014
FEBRERO 28 DE 2002

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN
DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

ASIGNACIÓN DE METAS DEL ÍNDICE DE DISPONIBILIDAD O DE LAS HORAS ANUALES ACUMULADAS DE INDISPONIBILIDAD PARA LOS ACTIVOS DEL STN

1. ANTECEDENTES

La Comisión de Regulación de Energía y Gas mediante Resolución CREG-061 de 2000 adoptó para los años 2000 y 2001 las metas del Índice de Disponibilidad para los Activos del STN, que señalaban las horas acumuladas anuales de indisponibilidad máximas admitidas para los activos del STN.

La metodología adoptada en la Resolución CREG-061 de 2000, estableció las metas que se tomarían para los años 2000 y 2001, como punto de partida, y previó que estas se evaluarían una vez se tuviesen registros históricos, de conformidad con las nuevas definiciones de activos, adoptadas para esta regulación, esto es:

- a) Activos de Conexión al STN
- b) Bahías de Línea
- c) Bahías de Transformación
- d) Autotransformador
- e) Bahías y Módulos de Compensación
- f) Circuitos de 500 kV
- g) Circuitos de 220 o 230 kV Longitud \leq 100 km
- h) Circuitos de 220 o 230 kV Longitud $>$ 100 km

Las metas adoptadas para estos activos se definieron con base en la información estadística que reportaron los transportadores para Circuitos y Autotransformadores. No se disponía entonces de información individual para las unidades constructivas de Bahías (b, c y e) y Activos de Conexión (a). Por esta razón, en el entretanto, se adoptó para el caso de las bahías de línea y transformador, el mismo índice definido para Circuitos de 220 kV ó 230 kV con longitudes menores o iguales a 100 km y para Bahías y módulos de Compensación, el mismo índice usado para los Autotransformadores.

La base de datos del CND para coleccionar la información con esta desagregación, contiene información desde junio de 1999, y fue puesta operativa desde junio de 2000 como lo dispuso la Resolución CREG-072 de 1999.

De otro lado la Resolución CREG-158 de 2001, previó que en razón a que no se había reportado a la CREG la información sobre eventos para el 32 % de los activos del STN, la definición de las metas de indisponibilidad debería hacerse a más tardar el 28 de febrero de 2002.

2. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Las metas establecidas para los años 2000 y 2001 se basaron en el percentil de disponibilidad del 25% y 50% respectivamente. Lo anterior significa que para el año 2001 el 50% de las unidades constructivas, sin requerir ninguna gestión adicional, estarían cumpliendo con la meta.

Analizadas las nuevas estadísticas de indisponibilidades no excluidas, obtenidas para el período desde junio de 1999 hasta el 9 de enero de 2002, y cuyo resumen se presenta en el Anexo de este documento, se observa lo siguiente:

Los nuevos valores del percentil asociados con la gestión realizada por los transportadores durante el 2000 y el 2001, reflejan que el 50% de los activos presentan disponibilidades superiores a las fijadas en las resoluciones CREG-072 de 1999 y CREG-061 de 2000. En este sentido la regulación ha incentivado la mejora en la gestión de la operación y del mantenimiento de los activos del STN.

Las metas señaladas en las Resoluciones CREG-072 de 1999 y CREG-061 de 2000, han dado las señales adecuadas a los transportadores para mejorar la disponibilidad de sus activos.

Los análisis muestran que en el caso de los circuitos de 220 kV/230 kV con longitudes menores o iguales a 100 km, el 50% pasó de una disponibilidad de 99.59% a 99.938%. El 75% de las líneas de este tipo cumplen con la meta establecida, faltando que el 25% restante alcance dicha meta¹. (Ver Anexo)

Así mismo en el caso de los circuitos de 220 kV/230 kV con longitudes mayores a 100 km, el 80% de las líneas cumplen con la meta establecida. En el caso de los circuitos a 500 kV el 85% cumple con las metas, al igual que en el caso de los Autotransformadores .

Por su parte, de acuerdo con la información registrada por el CND, el 95% de los Activos de Conexión cumplen con las metas establecidas por la regulación.

Si bien los indicadores de disponibilidad han mejorado para los activos mencionados arriba, es preciso esperar un mayor tiempo para observar si es posible modificar estas exigencias de disponibilidad, toda vez que aún hay gestión por hacer en buena parte de estos activos y que las estadísticas de disponibilidad de activos han sido afectadas por los atentados terroristas.

Con anterioridad se habían establecido metas comunes para Módulos y Bahías de Compensación. Las primeras se refieren al equipo de compensación en sí y las

¹ Es preciso señalar que estas disponibilidades excluyen una serie de eventos entre los que se encuentran los atentados a la infraestructura.

segundas, a las unidades constructivas con las que los módulos se conectan al STN. En razón a la función que cumplen cada una de ellas, es conveniente definir metas separadas, dado que ya se cuenta con información de disponibilidad para cada una de estas unidades constructivas.

Como ya se anotó, las metas de disponibilidad para las Bahías de Línea, las Bahías de Transformación y las Bahías de Compensación, inicialmente se habían obtenido por asimilación a otras unidades constructivas.

De acuerdo con la información recopilada durante estos 30 meses, para las unidades constructivas de Bahías, se observa que ninguna Bahía de Transformación y de Compensación tuvieron valores superiores de indisponibilidad a las 24 horas fijadas. En otras palabras la meta de 24 horas puede ser ajustada, de acuerdo con los resultados estadísticos disponibles, ya que el 100 % de las unidades reportadas, superaron dicha meta. En el caso de las Bahías de Líneas, el 95 % de las mismas presentaron una indisponibilidad inferior a la meta, razón por la cual se estima que dicha meta, fijada inicialmente asimilándola a líneas de 220 kV/230 kV, fue holgada, y resulta conveniente ajustarla a este valor, con base en la representatividad estadística de la muestra (339 bahías durante 125 semanas).

3. PROPUESTA A LA COMISIÓN

Por lo anterior se presenta a la CREG la siguiente propuesta:

1. Mantener las metas fijadas mediante Resoluciones CREG-072 de 1999 y CREG-061 de 2000 para el 2001, hasta que la CREG realice un nuevo estudio para las siguientes unidades constructivas:

- Activos de Conexión al STN
- Autotransformador
- Circuitos de 500 kV
- Circuitos de 220 o 230 kV Longitud \leq 100 km
- Circuitos de 220 o 230 kV Longitud $>$ 100 km
- Módulos de Compensación

2. Asignar las nuevas metas para los siguientes Activos:

- Bahías de Línea
- Bahías de Transformación
- Bahías de Compensación

Para ello se propone utilizar el valor máximo de 15 horas para estas tres unidades constructivas, toda vez que más del 95% de ellas cumple con esta meta. Si bien con el análisis estadístico de la información reportada por el CND, este valor podría ser inferior para algunas de ellas, también es cierto que el análisis de Ingeniería indica

que podrían ser necesarias al menos 12 horas para garantizar el mantenimiento preventivo teórico (ver Gráfica-Anexo).

ANEXO



Comisión de Regulación
de Energía y Gas

% de Activos con Disponibilidad Menor o Igual a

Activo	Activos de Conexión a STN	Bahías de Línea	Bahías de Transf.	Auto Transf.	Bahías y Módulos de Compens	Circuitos de 500 kV	Circuitos de 220 o 230 kV > 100 km	Circuitos de 220 o 230 kV ≤ 100 km
1	96.992	99.642	99.919	99.012	99.753	97.987	94.296	87.487
5	99.782	99.826	99.928	99.012	99.864	97.987	94.605	97.227
10	99.871	99.881	99.942	99.012	99.900	97.987	96.709	99.159
15	99.917	99.910	99.951	99.716	99.926	99.235	98.140	99.408
20	99.950	99.925	99.953	99.716	99.947	99.235	99.664	99.542
25	99.963	99.943	99.953	99.728	99.959	99.260	99.676	99.735
30	99.983	99.953	99.973	99.728	99.971	99.285	99.746	99.782
35	99.998	99.961	99.978	99.768	99.981	99.285	99.775	99.847
40	100.000	99.966	99.982	99.768	99.998	99.718	99.814	99.877
45	100.000	99.972	99.998	99.780	100.000	99.718	99.893	99.907
50	100.000	99.980	100.000	99.780	100.000	99.825	99.906	99.938
55	100.000	99.982	100.000	99.780	100.000	99.933	99.920	99.961
60	100.000	99.985	100.000	99.810	100.000	99.933	99.964	99.976
65	100.000	99.991	100.000	99.810	100.000	99.958	99.977	99.982
70	100.000	99.998	100.000	99.814	100.000	99.958	99.989	99.989
75	100.000	99.999	100.000	99.814	100.000	99.970	99.993	99.998
80	100.000	100.000	100.000	99.998	100.000	99.982	99.999	99.999
85	100.000	100.000	100.000	99.998	100.000	99.982	99.999	100.000
90	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	99.994	99.999	100.000
95	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	99.994	100.000	100.000
100	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	99.994	100.000	100.000
n	714	339	27	9	65	8	39	126
Me dia	99.9	100.0	100.0	99.7	100.0	99.5	99.3	99.5
Ma x	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Min	90.7	99.4	99.9	99.0	99.8	98.0	94.3	87.3



Comisión de Regulación
de Energía y Gas

% de Activos con Horas de Indisponibilidad al Año menor que:

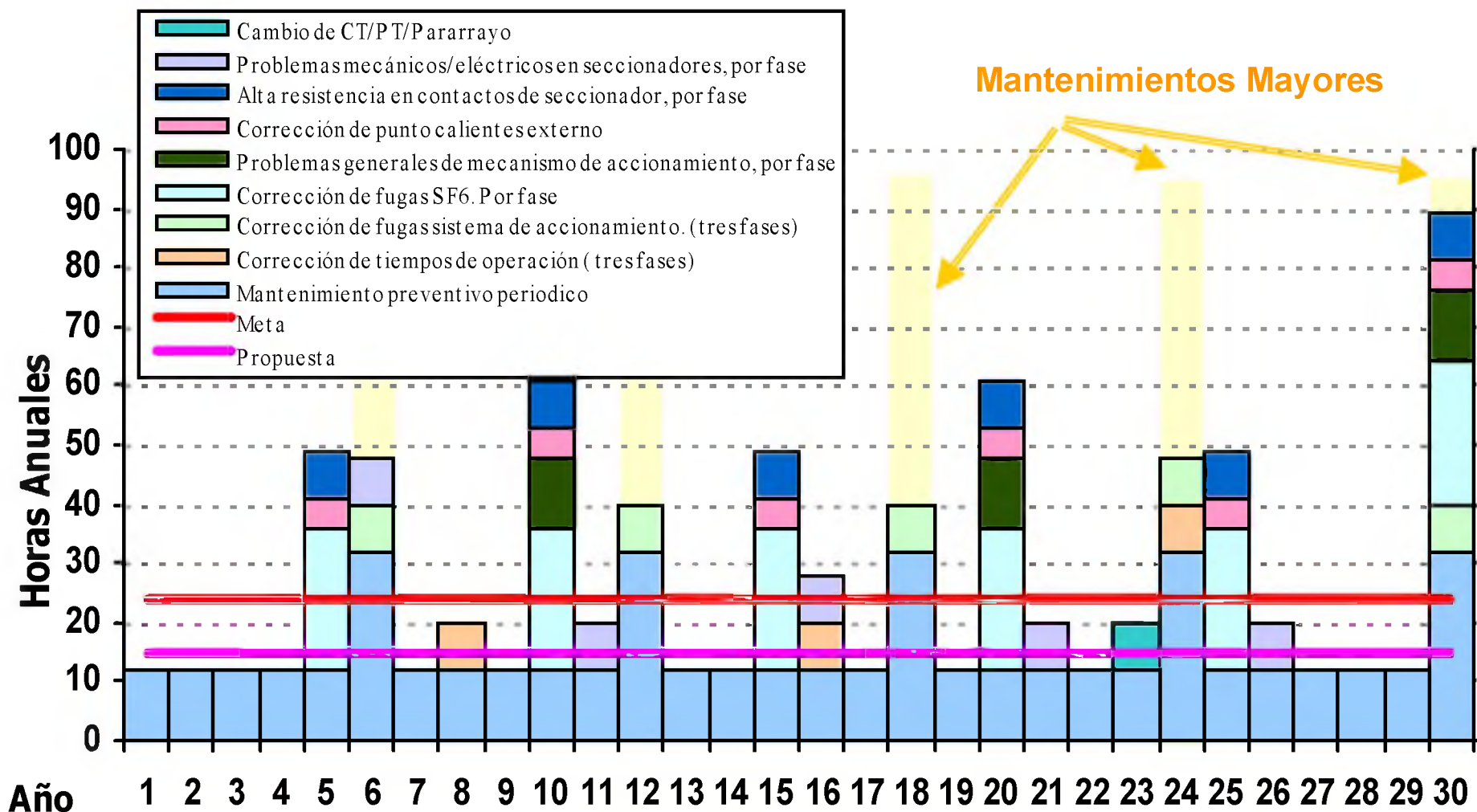
Activo	Activos de Conexión al STN	Bahías de Línea	Bahías de Transfor.	Auto Transf.	Bahías y Módulos de Compens	Circuitos de 500 kV	Circuitos de 220 o 230 kV > 100 km	Circuitos de 220 o 230 kV <= 100 km
99	264	31	7	87	22	176	500	1096
95	19	15	6	87	12	176	473	243
90	11	10	5	87	9	176	288	74
85	7	8	4	25	6	67	163	52
80	4	7	4	25	5	67	29	40
75	3	5	4	24	4	65	28	23
70	1	4	2	24	3	63	22	19
65	0	3	2	20	2	63	20	13
60	0	3	2	20	0	25	16	11
55	0	2	0	19	0	25	9	8
50	0	2	0	19	0	15	8	5
45	0	2	0	19	0	6	7	3
40	0	1	0	17	0	6	3	2
35	0	1	0	17	0	4	2	2
30	0	0	0	16	0	4	1	1
25	0	0	0	16	0	3	1	0
20	0	0	0	0	0	2	0	0
15	0	0	0	0	0	2	0	0
10	0	0	0	0	0	1	0	0
5	0	0	0	0	0	1	0	0
0	0	0	0	0	0	1	0	0
Me ta	48	24	24	48	48	72	36	24
n	714	339	27	9	65	8	39	126

Calidad STN 2002

FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO

PREVENTIVO - BAHÍAS DE LÍNEA Y TRANSFORMACIÓN

Horas de Indisponibilidad asociada con mantenimientos preventivos



Fuente ISA