



CONTRATO DE SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

El día _____, entre SERVICIOS ELECTRICOS DEL GRAN BUENOS AIRES S.A. (SEGBA S.A.), en adelante llamada LA DISTRIBUIDORA, por una parte y por la otra parte CENTRAL COSTANERA S.A., en adelante llamado EL GENERADOR, se conviene en celebrar el siguiente contrato:

1. OBJETO

EL GENERADOR se obliga a poner a disposición de LA DISTRIBUIDORA las potencias medias horarias que se detallan en el Anexo IV-A de este contrato y a vender y entregar la energía eléctrica resultante de dichas potencias a LA DISTRIBUIDORA.

LA DISTRIBUIDORA se obliga a recibir y pagar el total de la energía eléctrica vendida. A los fines de este contrato, las partes acuerdan considerar la energía eléctrica vendida como el producto de las potencias medias horarias comprometidas (según se detalla en el Anexo IV-A) por la duración en horas de cada uno de los periodos estacionales en que se ha dividido cada año.

En el Anexo IV-A se detallan las potencias medias horarias comprometidas, netas de consumos internos, expresadas en MW (megawatt), para los distintos periodos estacionales, durante la vigencia del contrato.

2. PLAZO DE DURACION

El presente contrato tendrá una duración de ocho años a contar desde la fecha de la toma de posesión de la Central generadora de Costanera por parte de Central Costanera S.A.

3. OBLIGACION DE SUMINISTRO

La energía eléctrica podrá ser suministrada por EL GENERADOR con su propia producción o comprada por EL GENERADOR en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de acuerdo a las normas aplicables al efecto.

4. CARACTERISTICAS DEL SUMINISTRO

EL GENERADOR suministrará la energía eléctrica comprometida bajo forma de corriente alterna, a las tensiones de 132 kV y 27,5 kV y frecuencia de 50 Hertz. La calidad de la frecuencia y tensión del suministro estarán regidas por las normas operativas que adopte el Organismo Encargado del Despacho (OED), definido en el Capítulo III de la Resolución Subsecretaría de Energía N° 38/91 o en las normas que en su reemplazo oportunamente dicte la autoridad competente.

La ejecución del contrato se hará valorizando la energía contratada en cada hora al precio acordado independientemente de cuál sea la demanda de la contraparte y la generación efectivamente realizada por el vendedor.

El (DNC) Despacho Nacional de Cargas podrá despachar al Generador por encima o por debajo de la potencia contratada de acuerdo a la evolución de los costos marginales de corto plazo en el Mercado Spot.

Los apartamientos entre lo solicitado por despacho y lo



contratado se considerarán comercializados en el Mercado Spot, a sus precios.

Para los períodos en que el Generador resulte despachado por debajo de su potencia contratada, se considerará que el resto de su potencia (contratada menos despachada), de estar disponible, queda en reserva, resultando remunerada al Precio de la Potencia Puesta a Disposición, según el régimen vigente de pago para dicha potencia.

En caso de resultar la generación real inferior a la contratada por indisponibilidad propia y no por requerimientos del despacho, el Generador podrá comprar el faltante en el Mercado Spot a su precio.

En caso del que el DNC ordene cortes programados en el sistema, el Distribuidor contratante tendrá derecho a recibir toda la energía del Generador contratado, producida dentro del contrato. Cuando en estas situaciones el Generador no pueda, por indisponibilidad propia, producir la energía contratada, le corresponderá la penalidad establecida en el Contrato de Suministro de Energía Eléctrica (Anexo IV, Art. 16).

5. INTERCONEXION, OPERACION Y DESPACHO

EL GENERADOR deberá tomar todas las medidas necesarias para que la producción y suministro de la energía eléctrica cumpla con las normas de operación e interconexión establecidas por la Secretaría de Energía o autoridad competente, en su caso. LA DISTRIBUIDORA, se obliga a tomar todas las medidas necesarias para que sus instalaciones cumplan con las normas de operación e interconexión establecidas por la Secretaría de Energía o la autoridad competente, en su caso.

El mecanismo convenido para la explotación de los sistemas de barras de 27,5 y 132 kV, se detalla en el Anexo IV-B.

EL GENERADOR entregará la energía eléctrica producida por sus centrales a LA DISTRIBUIDORA en los puntos detallados en el Anexo IV-C.

6. PRECIO

El precio de la energía eléctrica vendida será de dólares estadounidenses cuarenta (u\$s 40) por MWh, más el Impuesto al Valor Agregado que corresponda, el cual deberá abonarse en dólares estadounidenses. Este precio incluye la incidencia de todos los impuestos nacionales, provinciales y municipales que deba abonar EL GENERADOR.

Los impuestos que deberá tributar Central Costanera S.A. son los vigentes en la legislación argentina.

En cuanto a los impuestos o tasas que gravan el ingreso bruto de la Sociedad se ha calculado su incidencia en el 3% o sea dólares estadounidenses U\$S 1.20 (un dólar estadounidense con veinte centavos) por cada MWV. y se encuentra incluido en el precio de



U\$S 40 (cuarenta dólares estadounidenses) por cada MWH. En caso de variar este porcentaje en el futuro en más o menos se procederá a trasladar en más o menos al precio de la energía eléctrica esas variaciones con relación al porcentaje del 3%.

Solo los nuevos impuestos que se establezcan en el futuro y que graven el ingreso bruto de la empresa serán trasladados en su exacta incidencia al precio de la energía.

Las variaciones que se produzcan en el futuro de los demás impuestos no podrán ser trasladadas al precio de la energía eléctrica.

La tasa de fiscalización y control establecida en los Art. 67 y 68 de la Ley Nº 24.065 se considera incluida en el precio de U\$S 40 (cuarenta dólares estadounidenses) por cada MWh.

7. VARIACION DE COSTOS

Las variaciones de costos modificaran el precio de la energía establecido en el art. 6 de acuerdo con la fórmula del Anexo IV-D. El precio resultante tendrá vigencia por un año.

El primer plazo de un año se contará a partir de la entrada en vigencia de este contrato.

8. COMPOSICION DEL PRECIO

Con respecto al precio de la energía eléctrica vendida y a los efectos establecidos en el artículo 7 se considera que dicho precio se compone por la suma de dos términos uno de los cuales representa el costo por combustible.

En este respecto las partes acuerdan a los efectos del presente contrato que dicho término constituye cinco octavas (5/8) partes del precio establecido en el artículo 6.

9. MEJOR PRECIO DEL GAS

Si en ocasión de aplicarse un ajuste de precios, el atribuido al gas por EL GENERADOR fuera superior a aquél al cual LA DISTRIBUIDORA puede comprar gas de igual calidad, LA DISTRIBUIDORA podrá comprar el combustible, cediendo el pertinente contrato a EL GENERADOR.

10. MEDICION

La medición de la energía eléctrica suministrada por EL GENERADOR con su propia producción, deberá ser efectuada conforme a las normas que se adjuntan formando parte del Anexo IV-C. La energía eléctrica producida por EL GENERADOR se medirá de los equipos de medición de EL GENERADOR, mediante lectura conjunta.

A estos fines, EL GENERADOR se obliga a proveer e instalar los equipos de medición y control necesarios en el lapso de un (1) año a partir de la toma de posesión de las centrales de Puerto Nuevo y Nuevo Puerto Dr. Carlos A. Givogri por el adjudicatario de la Licitación correspondiente. La provisión e instalación de los equipos será sin cargo alguno para LA DISTRIBUIDORA. EL GENERADOR tendrá a su cargo el mantenimiento de los equipos de medición.



Hasta la instalación de los referidos equipos definitivos la medición se continuará efectuando por medio del procedimiento e instrumental existente en la actualidad que se encuentran detallados en el Anexo IV-C de este contrato.

LA DISTRIBUIDORA podrá instalar equipos de medición análogos a los de EL GENERADOR y que funcionarán correlativamente con los mismos, corriendo por cuenta de LA DISTRIBUIDORA los gastos de provisión, instalación y mantenimiento de estos equipos.

Los equipos de medición y control deberán en todos los casos ajustarse a las normas dictadas por el Organismo Encargado del Despacho de cargas.

Todos los equipos de medición y control -tanto los instalados por EL GENERADOR como por LA DISTRIBUIDORA- deberán ser adecuadamente precintados por ambas partes.

Los precintos sólo podrán ser removidos en presencia de representantes de ambas partes con fines de mantenimiento, inspección, contraste, calibrado y/o reparación.

En caso que los medidores no funcionaren o que los precintos hubieren sido destruidos o removidos por terceros, EL GENERADOR hará una estimación de la energía entregada. En caso de existir controversia entre las partes acerca de la estimación, la decisión final quedará a cargo de la Secretaría de Energía Eléctrica que dictaminará previa consulta al Organismo Encargado del Despacho de cargas.

Sin perjuicio de las disposiciones precedentemente expuestas, se procederá en forma inmediata a reparar o precintar nuevamente los instrumentos de medición.

11. FACTURACION

La facturación se hará mensualmente y será siempre por un importe equivalente al total de la energía vendida a LA DISTRIBUIDORA de conformidad a este contrato, según se especifica en el párrafo segundo del artículo 1 de este contrato.

EL GENERADOR emitirá la factura, el primer día hábil del mes siguiente al del consumo. Las facturas deberán ser pagadas dentro de los diez días de su presentación. Si el vencimiento se produjera en un día inhábil, el pago deberá ser efectuado el día hábil inmediato anterior.

El pago de las facturas se hará mediante depósito en la cuenta bancaria que EL GENERADOR indique.

Si LA DISTRIBUIDORA tuviera objeciones a la factura presentada y la diferencia fuere igual o inferior al veinte (20) por ciento, LA DISTRIBUIDORA deberá pagarla como si no tuviere objeciones y efectuar el reclamo posterior por ante la Secretaría de Energía Eléctrica u organismo que la reemplace. Si la diferencia fuere superior al veinte (20) por ciento LA DISTRIBUIDORA pagará el importe correspondiente al valor menor más el veinte por ciento (20%), y la cuestión se someterá a la decisión de la Secretaría de Energía u organismo que la reemplace.

Quien resulte deudor deberá pagar los importes a su cargo con más una tasa de interés igual a la tasa que cobra el Banco de la Nación Argentina para sus operaciones de descuento a treinta (30) días.



Si la diferencia fuere a favor del EL GENERADOR, deberá ser abonada dentro de las veinticuatro (24) horas de notificada la resolución.

Si la diferencia fuere a favor de LA DISTRIBUIDORA el importe se aplicará al pago de las facturas futuras.

12. SUSPENSION DEL SUMINISTRO

Cuando las condiciones de operación del sistema o redes de LA DISTRIBUIDORA hayan ocasionado o puedan producir daños en las instalaciones de EL GENERADOR, éste tendrá derecho a suspender la producción de energía generada en el marco del contrato.

EL GENERADOR tendrá en todos los casos la obligación de preavisar e intimar a LA DISTRIBUIDORA con la mayor anticipación razonable, y notificar a la Secretaría de Energía Eléctrica u organismo que la reemplace.

De ser justificada la suspensión, EL GENERADOR podrá facturar a LA DISTRIBUIDORA los mayores costos derivados de comprar en el MEM, de acuerdo a las normas aplicables, la energía para satisfacer su contrato, así como la remuneración por potencia puesta a disposición perdida por culpa de LA DISTRIBUIDORA.

Si, en cambio, la suspensión fuera injustificada, al GENERADOR le serán aplicables las penalidades previstas en las normas respectivas así como las contenidas en el artículo 15 de este contrato.

13. CONTROL DE MEDICION

En el supuesto que los aparatos de medición y control suministraran indicaciones que difieran entre si en un valor superior al uno por ciento (1%) en más o en menos, la parte interesada podrá exigir que en un plazo de diez (10) días, técnicos designados por ambas partes, procedan al examen, contralor y ajuste de los aparatos en cuestión, en un todo de acuerdo a lo establecido en las normas que dicte la autoridad competente.

14. MORA

En caso de incumplimiento de sus obligaciones, por cualquiera de las partes, la mora se producirá previa intimación a cumplir la obligación pendiente dentro del plazo de diez (10) días, salvo en el supuesto que el incumplimiento fuera a la obligación de suministrar energía por EL GENERADOR, en cuyo caso la mora será automática y de pleno derecho.-

15. GARANTIA DE CUMPLIMIENTO

En la oportunidad de la toma de posesión de las centrales de Puerto Nuevo y Nuevo Puerto Dr. Carlos A. Givogri, por el adjudicatario de la Licitación respectiva, las partes deberán recíprocamente constituir una garantía del cumplimiento de sus obligaciones por un importe de U\$S 20.000.000 (dólares estadounidenses veinte millones). La garantía podrá ser constituida mediante:

a) Un depósito bancario efectuado con instrucciones de pago al solo requerimiento de la parte que ejecute la garantía; en dinero



efectivo o en títulos de la deuda pública nominados en dólares estadounidenses, por un valor residual de mercado equivalente al monto de la garantía, con instrucción de venta inmediata a través del Agente de Bolsa que designe la parte que ejecute la garantía.

b) Otorgamiento de una fianza o aval bancario, mediante el correspondiente documento afianzando a la respectiva parte, emitido en carácter de fiador liso y llano y principal pagador con renuncia a los beneficios de división y excusión en los términos del artículo 2013 del Código Civil. El banco ofrecido como fiador deberá ser de primera línea.

c) Constitución de un seguro de caución mediante la correspondiente póliza que deberá, en lo pertinente, reunir los requisitos mencionados en el párrafo anterior. El asegurador deberá presentar un certificado de las entidades de reaseguro con las que actúe certificando que no registra deuda exigible con dichas instituciones.

La garantía deberá ser mantenida durante todo el tiempo del contrato.

Si el depósito se hubiere hecho en moneda argentina, el monto del mismo deberá ser en todo momento equivalente a U\$S 20.000.000 (dólares estadounidenses veinte millones).

Si se hubieran depositado títulos de la deuda pública y el valor de mercado de los mismos disminuyera en más de un dos (2) por ciento respecto del establecido como monto de la garantía, se deberán depositar la cantidad de títulos necesarios para completar el monto pactado.

Incurrida la mora, la garantía se hará ejecutable automáticamente frente a cualquier incumplimiento de las partes a las obligaciones del presente contrato, sin necesidad de procedimiento judicial o extrajudicial alguno. La garantía podrá ser aplicada al pago de facturas vencidas, multas y cualquier otra retribución o resarcimiento que corresponda.

El otorgante deberá reponer la garantía en el caso de que su monto fuere afectado por cualquier causa que fuere.

16. PENALIDADES

Incumplimiento de EL GENERADOR

Cuando EL GENERADOR con su producción y la compra en el MEM no pudiere cumplir con el suministro comprometido, deberá abonar a LA DISTRIBUIDORA una multa igual al importe resultante de multiplicar la cantidad de energía no entregada (por hasta un máximo igual a la no producida por causa imputable a EL GENERADOR), por el 25% del "Costo de Falla". (CENS). El valor del CENS adoptado en este contrato para la aplicación de esta multa será de U\$S 0,75 por cada kWh (setenta y cinco centavos de dólar estadounidense) hasta el 30 de abril de 1993 y de U\$S 1,50 por cada kWh (un dólar con cincuenta centavos de dólar estadounidense) a partir del 1 de mayo de 1993.

La multa podrá ser deducida del monto de la garantía, solamente pasados treinta días contados a partir de la fecha en que se produjo la mora.



Incumplimiento de LA DISTRIBUIDORA

Cuando LA DISTRIBUIDORA no abonare la energía recibida en las condiciones establecidas en este contrato, deberá abonar a EL GENERADOR respecto del monto de la deuda, un interés determinado por la tasa LIBOR equivalente mensual, capitalizada mensualmente e incrementada en un 0,5% mensual.

17. RESCISION

Rescisión por parte de EL GENERADOR

EL GENERADOR podrá, si no optare por exigir el cumplimiento del contrato, rescindir el mismo, notificando a LA DISTRIBUIDORA, en cualquiera de los casos más daños y perjuicios, solamente en los siguientes supuestos:

- a) si LA DISTRIBUIDORA por alguna razón dejase de estar autorizada para actuar como concesionaria para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica.
- b) si por cualquier circunstancia la garantía mencionada en el artículo 15 del presente contrato, no fuese repuesta por LA DISTRIBUIDORA dentro de los diez días de haber sido intimada al efecto.

Rescisión por parte de LA DISTRIBUIDORA

LA DISTRIBUIDORA podrá, si no optare por exigir el cumplimiento del contrato, rescindir el mismo, notificando a EL GENERADOR en cualquiera de los casos con más daños y perjuicios, solamente en el siguiente supuesto:

- a) si por cualquier circunstancia se agotare la garantía mencionada en el artículo 15 del presente contrato y la misma no fuese repuesta por EL GENERADOR dentro de los diez días de haber sido intimada al efecto.

18. CESION DEL CONTRATO

En el marco del proceso de privatización de la misma, LA DISTRIBUIDORA cederá este contrato a las empresas a las que se le otorgue la concesión del servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica que actualmente presta LA DISTRIBUIDORA.

Como resultado de la cesión, la obligación de EL GENERADOR será la de suministrar la cantidad de energía eléctrica pactada en este contrato a cada uno de las empresas concesionarias, en forma proporcional y de acuerdo a los parámetros que al respecto determine la Secretaría de Energía.

EL GENERADOR acepta la referida cesión y acuerda liberar totalmente a LA DISTRIBUIDORA de cualquier obligación resultante del presente contrato a partir de la notificación de la cesión. Al producirse la cesión, la garantía prevista en el artículo 15 del presente contrato deberá ser constituida entre EL GENERADOR y las respectivas empresas concesionarias, liberándose las garantías constituidas entre LA DISTRIBUIDORA y EL GENERADOR. Las empresas concesionarias constituirán la garantía por partes iguales.

EL GENERADOR no podrá ceder total o parcialmente sus obligaciones emergentes del presente contrato, sin el consentimiento previo



y por escrito de LA DISTRIBUIDORA, o distribuidoras en su caso.

19. QUIEBRA

La presentación en concurso de acreedores, el pedido de la propia quiebra o la declaración de la quiebra de cualquiera de las partes de este contrato, es causal suficiente para la rescisión del mismo.

Sin perjuicio de ello, la Secretaría de Energía o la autoridad competente en su caso, podrá determinar la continuidad del suministro de energía de acuerdo a lo que dispongan las normas legales y reglamentarias aplicables al respecto.

20. LEY APLICABLE Y JURISDICCION

Este contrato será interpretado de conformidad con la ley argentina y regulado por ella, las partes aceptan la jurisdicción de los Tribunales competentes de la Capital Federal.

21. DOMICILIOS

A todos los efectos derivados del presente Contrato, las partes constituyen domicilio en los lugares que a continuación se indican:

EL GENERADOR: _____

LA DISTRIBUIDORA: _____

22. FUERZA MAYOR

La definición alcances y efectos de caso fortuito o de fuerza mayor serán los establecidos en el Código Civil Argentino (arts. 513 y sig.).

La parte afectada deberá notificar a la otra parte en el plazo de 72 horas hábiles, el acaecimiento o toma de conocimiento del caso fortuito y/o fuerza mayor, estableciendo su duración y alcance o una estimación de los mismos, acompañando los documentos que respalden la denuncia. En caso contrario caducará el derecho de invocar el hecho como un eximente de responsabilidad.

23. NOTIFICACIONES

Todas las notificaciones entre las partes deberán ser efectuadas por escrito con acuse de recibo firmado por un empleado autorizado expresamente al efecto o enviadas por telegrama con acuse de recibo o carta documento a los domicilios especificados en el artículo 21.

24. MONEDA

Todos los pagos previstos en el presente contrato deberán ser efectuados en la especie y calidad de moneda que en el mismo se indican.

25. NORMA TRANSITORIA

Todo acuerdo de voluntades que implique modificación, de cualquier tipo que sea, de los derechos y obligaciones establecidas en este contrato será ineficaz si no cuenta con la aprobación expresa de la Secretaría de Energía.



26. RENUNCIA

Las partes no podrán renunciar a ninguno de los derechos emergentes de este contrato, salvo mediante escrito firmado por la parte que renuncia a tales derechos. La tolerancia de alguna de las partes en requerir el cumplimiento de alguna disposición del presente no se considerará la renuncia de dicha parte a tal derecho. Si alguna parte no hiciese cumplir o se demorase en cumplir alguno de sus derechos, tal acto no se considerará la renuncia permanente ni la modificación de los mismos, y cualquiera de las partes podrá iniciar la acciones legales pertinentes para hacer valer cualquiera de sus derechos.

27. ENCABEZAMIENTOS

Los encabezamientos servirán solamente como referencia y no será usados para interpretar este contrato.

28. ANEXOS

Este contrato contiene e incluye todo el contenido de los Anexos mencionados en el presente como si su contenido estuviese detallado en el presente.

29. INVALIDEZ PARCIAL

En caso de que alguna disposición de este contrato perdiese vigencia, la efectividad de este contrato o la intención del suministro acordado, no se verá afectada por tal hecho. En tales casos las partes subsanarán las deficiencias a través de manifestaciones complementarias de la voluntad de las partes. En prueba de conformidad se firman dos (2) ejemplares del mismo tenor y a los mismos efectos.

30. INTERESES

En todos los casos que corresponda calcular intereses sobre importes establecidos en dolares, se aplicará la tasa LIBOR equivalente mensual incrementada en un 0,5% mensual y capitalizada mensualmente.

Servicios Eléctricos del
Gran Buenos Aires S.A.

Central Puerto S.A.



ANEXO IV - A

POTENCIA NETA MEDIA HORARIA COMPROMETIDA

MW (Megawatt)

Período Estacional	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
1/01 al 15/01	0	565	592	666	762	762	762	762	762
16/01 al 30/04	0	791	823	925	1059	1059	1059	1059	1059
1/05 al 15/08	290	371	614	688	762	762	762	762	0
16/08 al 30/09	760	517	874	1028	1059	1059	1059	1059	0
1/10 al 31/12	565	521	629	740	762	762	762	762	0

Nota: Las potencias netas medias horarias comprometidas en este contrato son las que figuran en este cuadro desde la fecha de toma de posesión de la Central y por un período de ocho (8) años.



ANEXO IV - B

MECANISMO CONVENIDO PARA LA EXPLOTACION DE LOS SISTEMAS DE BARRAS DE 132 Y 220 KV

- 1 - EL GENERADOR será responsable de todos los equipos concernientes a la producción de energía, estableciéndose la frontera de esta propiedad a espaldas de los interruptores de los grupos turboalternadores y de los transformadores de servicio interno que los vinculan a barras de 132 y/o 220 kv de propiedad de LA DISTRIBUIDORA (art. 3 - Res. N° 38/91 de la Subsecretaría de Estado de Energía).
- 2 - Serán propiedad de LA DISTRIBUIDORA todos los equipos de 132 y 220 kv, sus auxiliares de maniobra y protecciones y toda instalación secundaria que, en conjunto, se utilizan para la evacuación de la energía generada, salvo los que expresamente se identifican como propiedad de EL GENERADOR en el Anexo IV -B.1
- 3 - Este mecanismo tendrá aplicación por el término de doce (12) meses contados a partir de la fecha en que EL GENERADOR haya tomado posesión de la Central.
- 4 - Durante el lapso de validez de este mecanismo EL GENERADOR y LA DISTRIBUIDORA acordarán la forma y fechas en que dividirán y explotarán por separado las instalaciones de su propiedad, una vez vencido el presente acuerdo.
En el Anexo IV -B.2 se describe el tipo de tareas a realizarse para la división correspondiente.
- 5 - Las obras que correspondiera efectuar para la división de las instalaciones y el aporte de los recursos correspondientes serán a cargo de LA DISTRIBUIDORA.
- 6 - EL GENERADOR se obliga a efectuar sin cargo las tareas operativas y mantenimiento preventivo y correctivo de todos los equipos de 132 y 220 kv instalados en el predio de la Central y de sus instalaciones auxiliares por el término especificado en el punto 3.
- 7 - Las tareas operativas consistirán en efectuar maniobras en los equipos de 132 y 220 kv, acorde a lo estipulado en las Normas vigentes que lo relacionan con el Centro de Movimiento de Energía y que se adjuntan en el Anexo IV - B.3.
- 8 - El mantenimiento consistirá en efectuar todos los trabajos necesarios como para mantener en correcto estado de funcionamiento todos los equipos y sus auxiliares objeto de este Convenio. Este mantenimiento será debidamente coordinado y programado con el Centro de Movimiento de Energía en un todo de acuerdo con las normas mencionadas en 7. A tal fin se define como Mantenimiento Preventivo Anual al programa anual de intervenciones preventivas sobre cada uno de los equipos para este fin y, por consiguiente, el N° de operaciones Apertura-Cierre que este programa insumirá en cada equipo.
El mantenimiento correctivo será encarado por EL GENERADOR toda vez que se detecten fallas de funcionamiento o anomalías en los equipos y auxiliares. Los costos de reposición de equipos serán a cargo de LA DISTRIBUIDORA en su carácter de propietaria de la instalación.



- 9 - Si como consecuencia de los acuerdos futuros a alcanzar entre partes, según lo establecido en el punto 4, resultara afectada la relación operativa con el Centro de Movimiento de Energía deberá modificarse correspondientemente dicha norma con la intervención de ese Organismo.

Adjunto : Anexo IV-B.1
 Anexo IV-B.2
 Anexo IV-B.3

COPIA



ANEXO IV - B.1

EQUIPOS QUE PERTENECEN A EL GENERADOR

a - Equipos de 132 kV

- Salida de Unidad 1 desde el interruptor incluido el mismo, hacia la máquina.
- Salida de Unidad 2 desde el interruptor incluido el mismo, hacia la máquina.
- Salida de Unidad 3 desde el interruptor incluido el mismo, hacia la máquina.
- Salida de Unidad 4 desde el interruptor incluido el mismo, hacia la máquina.
- Salida de Unidad 5 desde el interruptor incluido el mismo, hacia la máquina.
- Transformador de Central I desde el interruptor incluido el mismo hacia el transformador.
- Transformador de Central II desde el interruptor incluido el mismo hacia el transformador.
- Transformador de Central III desde el interruptor incluido el mismo hacia el transformador.

b - Equipos de 220 kV

- Salida de Unidad 6 desde el interruptor incluido el mismo, hacia la máquina.
- Salida de Unidad 7 desde el interruptor incluido el mismo, hacia la máquina.

c - Equipos de Corriente Continua

- Sala de baterías de 220 V con sus cargadores y tableros de maniobra y operación.
- Baterías de 48 V con sus cargadores y tableros de maniobra y operación.
- Motogeneradores Diesel, con sus tableros de maniobra y operación.

d - Equipos auxiliares de Subestación

- Planta de tratamiento y almacenaje de aceite.
- Planta de compresores de aire para 132 y 220 kV.
- Cámaras 75024 y 75006



ANEXO IV - B.2

TAREAS A EFECTUAR PARA LA SEPARACION ENTRE EL GENERADOR Y LA DISTRIBUIDORA

Trabajos a realizar por LA DISTRIBUIDORA

- Traslado de sistemas de protección, comando y señalización de los equipos pertenecientes a la Central desde la actual Sala de Control y maniobra a un nuevo emplazamiento a definir por Central Costanera.
- Sistema independiente de extinción de incendio.
- Instalación de baterías de 220 y 48 V de C.C. para maniobra y señalización para la subestación.
- Instalación de una nueva Planta Compresora de aire para la operación de las subestaciones de 132 y 220 kV.
- Determinación a cargo de LA DISTRIBUIDORA de qué orientación tomará en relación a las cañerías de aceite de la Planta de Tratamiento y Almacenamiento de aceite.

ES COPIA



ANEXO IV - B.3

TITULO

Relación operativa entre el Centro de Movimiento de Energía, en adelante CME, de la Empresa de Distribución SEGBA o sus sucesoras, en adelante LA DISTRIBUIDORA y la Empresa Generadora de la Central Costanera, en adelante EL GENERADOR.

FECHA

01-11-1991

VERSION

001

OBJETIVOS DE LA NORMA

Establecer una norma que regule los procedimientos y relaciones operativas entre el CME y EL GENERADOR.

CONFORME		
APROBADA POR	FECHA	FIRMA
CME	---/---/---	-----
EL GENERADOR	---/---/---	-----

VIGENCIA

---/---/---



INDICE

1.0	Áreas afectadas	5
2.0	Funciones de las áreas afectadas que están relacionadas con esta Norma	5
2.1	Funciones del CME	5
2.2	Funciones del CO	5
2.3	Funciones de otras áreas	7
3.0	Cambios efectuados sobre Norma anterior	8
4.0	Descripción	9
4.1	Niveles de jerarquía	9
4.1.1	Operación Normal	9
4.1.2	Operación normal programada	9
4.1.3	Operación en anomalía	9
4.1.4	Operación en emergencia	9
4.1.5	Lista de operadores de EL GENERADOR	10
4.1.6	Lista de operadores del CME	10
4.2	Medios de comunicación	10
4.3	Instalaciones y equipos afectados por esta Norma	14
5.0	Operación	15
5.1	Operación normal	15
5.1.1	Control de tensiones	15
5.1.2	Control de ángulos de tensiones entre barras	16
5.1.3	Control de potencia reactiva	16
5.1.4	Distribución y variación de carga activa en generadores	16
5.1.5	Control de operaciones que causan limitaciones en potencia y/o ponen en peligro la confiabilidad del sistema	17
5.2	Operación Normal Programada	17
5.2.1	Pedido de las instalaciones	17



5.2.2	Operación programada de las instalaciones	18
5.2.3	Entrega y recepción de las instalaciones	18
5.2.4	Operaciones de restitución de una instalación generadora o sus auxiliares	20
5.3	Operación en anomalía	21
5.3.1	Comunicaciones	21
5.3.2	Valores anormales de tensión	22
5.3.3	Valores anormales de frecuencia	22
5.3.4	Valores anormales de carga	22
5.3.5	Operaciones de restitución y normalización	22
5.3.6	Aplicación de restricciones	23
5.3.7	Pedidos y operación de urgencia	23
5.4	Operación en emergencias	23
5.4.1	Emergencias en EL GENERADOR	23
5.4.2	Emergencias en LA DISTRIBUIDORA	23



1.0 Areas afectadas

1.1 CME.

1.2 Centro de Operación de EL GENERADOR, en adelante CO.

1.3 Todas aquellas áreas que hacen posible las funciones enunciadas en el ítem 2.3.

12

ES COPIA



2.0 Funciones de las áreas afectadas que están relacionadas con esta Norma

2.1 Funciones del CME

2.1.1 Coordinar, supervisar y controlar la operación de las instalaciones de 220 y 132 kV de la SE Costanera N° 045 los cables y líneas de subtransmisión asociados.

Actividades

2.1.1.1 Coordinar y ordenar o autorizar, las maniobras para posibilitar la entrega y restitución de instalaciones para mantenimiento, revisión y/o modificaciones.

2.1.1.2 Ordenar y/o autorizar maniobras en las instalaciones durante anomalías y/o emergencias tendientes a restituir el sistema eléctrico.

2.1.1.3 Coordinar y/o autorizar las maniobras relacionadas con la entrada en servicio de nuevas instalaciones.

2.1.1.4 Ordenar o ejecutar las operaciones necesarias en la configuración del sistema para lograr confiabilidad y seguridad frente a probables contingencias.

2.1.1.5 Ordenar y/o autorizar maniobras en las instalaciones durante anomalías y/o emergencias en EL GENERADOR.

2.1.2 Control de variables y parámetros de los sistemas de Generación y Subtransmisión en 220 y 132 kV.

Actividades

2.1.2.1 Control de tensiones y ángulos en la red de 220 y 132 kV.

2.1.2.2 Control de cargas en las instalaciones.

2.1.2.3 Supervisión de la frecuencia del sistema eléctrico.

2.1.2.4 Ordenar maniobras para mantener los parámetros y variables del sistema en sus valores normales.

2.1.2.5 Informar al CO sobre las posibles restricciones en la red de subtransmisión.

2.1.2.6 Supervisión y control de flujos de potencia en la red de subtransmisión.

2.2 Funciones del CO

2.2.1 Control de variables y parámetros.



Actividad

- 2.2.1.1 Realiza el control de variables y parámetros durante la operación de las instalaciones y equipos de las unidades de generación para cumplir de acuerdo a la presente norma con:
- a) Despacho de cargas.
 - b) Supervisión de tensiones y cargas en barras y cables respectivamente.
- 2.2.2 Maniobrar e informar sobre las instalaciones de 220 y 132 kV de acuerdo a las Normas vigentes.

Actividades:

- 2.2.2.1 Maniobrar por orden o autorización del CME para entregar o reponer las instalaciones que afectan al servicio, para trabajos de mantenimiento, revisión, reparación y modificación.
- 2.2.2.2 Maniobrar durante emergencias las instalaciones de acuerdo a procedimientos previstos, con autorización u orden del CME.
- 2.2.2.3 Maniobrar durante condiciones de restablecimiento con autorización u orden del CME.
- 2.2.2.4 Informar al CME valores de variables fuera de límites, alarmas, desenganches, anomalías y emergencias que afectan al servicio y a las instalaciones de generación.
- 2.2.2.5 Informar a pedido del CME valores de variables y estado de instalaciones.
- 2.2.2.6 Informar al CME sobre toda situación imprevista que pudiera afectar las instalaciones de generación y/o la operación de las instalaciones en la SE Costanera N° 045.
- 2.2.3 Mantenimiento de las instalaciones de generación y equipos de 220 y 132 kV en la SE N° 045 Costanera.

Actividades

- 2.2.3.1 Elaborar y comunicar al CME planes de mantenimiento y/o programas de reparación de instalaciones.
- 2.2.3.2 Coordinar con el CME la puesta fuera de servicio de las instalaciones, para realizar trabajos de mantenimiento, modificación y/o ampliaciones.
- 2.2.3.3 Realizar trabajos de mantenimiento, reparación, modificación y/o ampliaciones de las instalaciones.
- 2.2.3.4 Solicitar al CME las instalaciones, equipos y elementos de maniobra.



2.2.3.5 Establecer indisponibilidades de elementos, pòs e instalaciones.

2.3 Funciones de otras áreas

- 2.3.1 Revisión, mantenimiento y reparación de instalaciones de la red de subtransmisión y en equipos ubicados en la central.
- 2.3.2 Revisión, mantenimiento y reparación de protecciones.
- 2.3.2 Cambio e instalación de protecciones, sistemas de operación y control en la central.
- 2.3.3 Instalación, cambio, modificación o reparación de equipos e instalaciones de transformación y subtransmisión ubicados en la central.

Las áreas que deban cumplir las funciones enunciadas harán sus pedidos al CME cuando se trate de instalaciones y protecciones de transformadores y equipos de subtransmisión. El CME dará aviso previo a EL GENERADOR de toda actividad a realizar dentro del predio de la misma por personal de LA DISTRIBUIDORA.

Para las instalaciones de generación y todos sus auxiliares los pedidos al CME deben ser realizados a través del personal designado por EL GENERADOR de acuerdo a lo establecido en 4.1.

ES COPIA



3.0 Cambios efectuados sobre Norma anterior

Esta Norma anula toda otra Norma anterior relativa a la relación operativa entre el CME y EL GENERADOR.

107



4.0 Descripción

4.1 Niveles de jerarquía

Se describen de acuerdo a las situaciones que se detallan a continuación.

4.1.1 Operación Normal

Se entiende por ésta a toda acción que se ejecute sobre el sistema de generación y subtransmisión a fin de mantener frecuencia, tensiones y cargas del mismo, dentro de valores preestablecidos.

El nivel determinante para este tipo de operación será el del operador del CME y el destinado por EL GENERADOR.

4.1.2 Operación normal programada

4.1.2.1 Planes de mantenimiento, modificaciones, ampliaciones

El nivel determinante para su elaboración, coordinación y control será el del jefe de operación del CME y el funcionario de nivel jerárquico equivalente nombrado por EL GENERADOR.

4.1.2.2 Operación de equipos y medidas de seguridad para la entrega y recepción de instalaciones

El nivel determinante para su ejecución será el de los operadores del CME y los destinados por EL GENERADOR a tal efecto.

4.1.3 Operación en anomalía

Este tipo de operación se produce como consecuencia de una anomalía que causa la salida automática de una o más instalaciones o el retiro de servicio de alguna operando normalmente pero en tiempo breve.

El nivel determinante será el del operador, con aviso al jefe de operación para el CME y a las jerarquías correspondientes destinadas por EL GENERADOR a tal efecto.

4.1.4 Operación en emergencia

Es la resultante de eventos tales que comprometan los tiempos normales de operación para el mantenimiento de las variables del sistema.

4.1.4.1 Emergencias en las instalaciones de EL GENERADOR

Toda emergencia será comunicada al operador del CME.

El nivel determinante será el del operador, con aviso al jefe de operación para el CME y las jerarquías correspondientes destinadas por EL GENERADOR a tal efecto.



4.1.4.2 Emergencia en el sistema

El nivel determinante será el operador del CME.

4.1.5 Lista de operadores de EL GENERADOR

EL GENERADOR mantendrá al día y enviará al CME la lista de personal responsable para las operaciones previstas en 4.1.

4.1.6 Lista de operadores del CME

El CME mantendrá al día y enviará a EL GENERADOR la lista de personal responsable para las operaciones previstas en 4.1.

4.2 Medios de comunicación

La comunicación formal entre el CME y EL GENERADOR será según se indica:

4.2.1 Escrita

Para la información masiva a intercambiar a nivel de jefaturas.

4.2.2 Verbal

Por medio de los sistemas telefónicos propios o de la Empresa Privada de Teléfonos, para la operación normal, de urgencia o de emergencia.

4.2.2.1 Lenguaje utilizado en la emisión y recepción de ordenes y avisos

Lenguaje Operativo

El lenguaje de operación a utilizar se compone de un diálogo de identificación de los operadores y a continuación un diálogo donde se transmite la información operativa.

<Language de operación>
se compone de:

<Diálogo de identificación> <Diálogo operativo>

El diálogo de identificación de los operadores, cuando se utiliza como medio de comunicación una línea telefónica directa, debe comenzar con una sentencia que identifica al receptor, continuando como respuesta la sentencia que identifica al emisor.

<Diálogo de identificación por teléfono directo>

se compone de:



<Sentencia que identifica al receptor>

seguida de la

<sentencia que identifica al emisor>

Para este caso, la sentencia que identifica al operador del CME, constará de dos términos: CME y "apellido del operador" y la sentencia del operador del CO constará también de dos términos: CO y "apellido del operador" .

<Sentencia que identifica al operador del CME>

se compone de:

CME<Apellido del operador>

<Sentencia que identifica al operador del CO>

se compone de:

CO<apellido del operador>

Cuando se utiliza como medio de comunicación líneas internas, automáticas o líneas externas (Empresa Privada de Teléfonos) el diálogo de identificación de los operadores debe comenzar con la identificación del emisor, seguida por la identificación del receptor.

<<Diálogo de identificación por teléfono no directo>>

se compone de:

<<sentencia que identifica al emisor>>

seguida de la

<<Sentencia que identifica al receptor>>

En este caso la sentencia de identificación del operador del CME constatará de dos términos: "CME" y "apellido" .

<<Diálogo de identificación por teléfono no directo>>

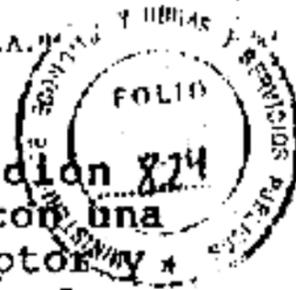
<<Sentencia que identifica al CME emisor>>

se compone de

CME <Apellido del operador>

<<Sentencia que identifica al CME receptor>>

CME <Apellido del operador>



Cuando se utilizan como medio de comunicación radio transmisores debe comenzar el emisor con una sentencia de llamada mencionando lugar receptor el lugar emisor con el que debe establecer la comunicación:

"atención <nombre del lugar receptor>

aquí <nombre del lugar emisor> llama, cambio"

Se establece a continuación el diálogo operativo. Como en el caso anterior, el operador del CME se identifica con dos términos: "CME" y <apellido>, el operador del CO con dos términos: CO y "apellido del operador".

El diálogo de operación se puede componer de diálogos informativos, en los cuales se suministra o solicita información, diálogos de maniobra, en los cuales se ordena autoriza o solicita una maniobra y de otros tipos de diálogos de carácter informal.

Los diálogos informativos y de maniobras se forman con las sentencias del emisor seguidas, en general con la repetición de las sentencias del emisor por parte del receptor. Esta repetición deberá ser validada por el emisor con una sentencia de aprobación.

<Diálogo informativo o de maniobra>

se compone de:

<Sentencia del emisor>
 <Repetición del receptor>
 <aprobación del emisor>

Las sentencias de los diálogos informativos se componen de dos términos para los cuales no existe orden de aparición. Uno de ellos es el identificador de una "variable" o de un "equipo" o elemento perteneciente a una instalación. El otro término describe la "novedad" o "información" que se solicita o suministra sobre lo que se designa con el término identificador.

<Sentencia informativa>

se compone de:

<Identificador variable/equipo><novedad/información>

Las sentencias de los diálogos de maniobra se componen de dos términos ordenados. El primero especifica una o varias operaciones manuales solicitadas, autorizadas u ordenadas y el segundo término designa una o más "variables" a controlar o bien uno o más "equipos" o elementos

pertenecientes a una instalación que se deben maniobrar de acuerdo a lo indicado en el primer término.

<Sentencia de maniobra>

se compone de:

<Operación a efectuar><Identificador variable/equipo>



Cuando se establece un diálogo informativo que confirma la ejecución de una maniobra anteriormente pedida, autorizada u ordenada entre los mismos operadores, el receptor puede obviar la repetición de la sentencia que especifica la maniobra efectuada. Esto es debido a que el control de la información transmitida se efectuó directamente con el pedido u orden previamente emitido.

Si una operación consta de varios pasos secuenciales pedidos, ordenados o autorizados en comunicaciones separadas, el operador emisor intentará intercambiar información con el mismo operador receptor. Si por relevo o ausencia temporal es atendido por otro operador receptor, ambos verificarán previamente la operación anterior en secuencia. De igual modo se procederá si cambia el operador emisor.

Coincidiendo con lo anterior se establece que:

- a) La recepción de pedidos y órdenes o autorizaciones para la ejecución de maniobras está reservada para el personal responsable de las maniobras y que figure en las listas mencionada en 4.1.5 (Lista de operadores del CO de EL GENERADOR) y 4.1.6 (Lista de operadores del CME).
- b) En todos los casos, el personal que reciba un pedido, orden o autorización para ejecutar una maniobra debe repetirla y contar con la aprobación del emisor para iniciar la operación

El Número de identificación de los cables se informará en ambos sentidos sin omitir ningún dígito a fin de evitar confusiones.

- c) El pedido de las operaciones será efectuado dando el nombre de la subestación, la acción a efectuar, el nombre del equipo y de la instalación a la que pertenece y la numeración completa de la instalación.

Ejemplo:

07



"En SE Costanera abrir interruptor del cable 321"
<subestación> <acción> <equipo> <instalación>

El receptor repetirá de la misma manera.

Una vez cumplida la operación el receptor informará con la misma secuencia:

"En SE Costanera se abrió el interruptor del cable 321"

4.3 Instalaciones y equipos afectados por esta Norma

Todas las instalaciones y equipos ubicados en la Central Costanera para la generación y subtransmisión de energía, exceptuando instalaciones y equipos auxiliares cuya indisponibilidad no limite la potencia o afecte su confiabilidad.

7



5.0 Operación

Toda operación estará a cargo de los operadores del CME y de EL GENERADOR de acuerdo a los niveles de jerarquía definidos en el ítem 4.1.

La descripción de la operación entre el CME y EL GENERADOR se divide en varios ítems que se detallan a continuación:

- 5.1 Operación normal.
- 5.2 Operación normal programada.
- 5.3 Operación en anormalidad.
- 5.4 Operación en emergencia.

5.1 Operación normal

Se entiende por ésta a toda acción que se ejecute sobre el sistema de generación y subtransmisión a fin de mantener frecuencia, tensiones y cargas del mismo dentro de valores preestablecidos; el control y las órdenes conducentes a lograrlo se efectúa a través del CME y de acuerdo con los niveles jerárquicos establecidos en 4.1.

Las acciones a tomar serán a los siguientes efectos:

- 5.1.1 Control de tensiones.
- 5.1.2 Control de ángulos de tensiones entre barras.
- 5.1.3 Control de potencia reactiva.
- 5.1.4 Distribución y variación de carga activa en generadores.
- 5.1.5 Control de operaciones que causan limitaciones en potencia y/o ponen en peligro la confiabilidad del sistema.

Estando el sistema normal, la operación de las instalaciones afectadas por la presente Norma también es necesaria para efectuar modificaciones en la configuración de la red de subtransmisión y/o por trabajos que se efectúan en la misma, ya sean programados o no.

5.1.1 Control de tensiones

Las tensiones deben mantenerse dentro de los límites fijados por las normas, estas son 128-138 kV, 210-235 kV para barras de 132 y 220 kV respectivamente.

El CME fija el valor de la tensión a mantener en barras de la central.

Las acciones correctivas para mantener la tensión en el valor consigna fijado serán indicadas por el CME y deben

ser realizadas por el operador de EL GENERADOR regulando la excitatriz de los generadores, teniendo en cuenta para ello las curvas de capacidad de los mismos y sus limitaciones impuestas por las temperaturas rotóricas.

Toda limitación que implique un apartamiento de los límites fijados por las curvas de capacidad debe ser puesta en conocimiento del CME, como así también su causa y el levantamiento de dicha limitación.

En el caso de los transformadores entre barras 220/132 kv, el operador del CME será el encargado de mantener el valor de consigna de tensión, efectuando la regulación por el mando de dichos transformadores.



5.1.2. Control de ángulos de tensiones entre barras

Este control se efectuará cuando lo solicite el operador del CME.

Las acciones correctivas a fin de reducir el ángulo serán ordenadas desde el CME (variar despacho de máquinas, puesta en o fuera de servicio de transformadores, líneas y/o cables, etc.)

5.1.3 Control de potencia reactiva

El mismo está íntimamente ligado con el ítem 5.1.1.

La regulación del flujo de potencia reactiva se efectuará primariamente, variando la excitación de las máquinas, habida cuenta de los límites impuestos por las curvas de capacidad, temperatura de rotor, etc.

Cuando se alcancen estos límites el operador de la central avisará al CME que ejercerá acciones sobre el sistema de subtransmisión.

Toda limitación que implique un apartamiento de los límites fijados por las curvas de capacidad debe ser puesta en conocimiento del CME, como así también su causa y el levantamiento de dicha limitación.

5.1.4 Distribución y variación de carga activa en generadores

5.1.4.1 La distribución de generadores en barras será ordenada por los operadores del CME a la central de EL GENERADOR de acuerdo a los requerimientos del sistema de transmisión y subtransmisión.

5.1.4.2 La variación de carga en generadores, es ordenada por el operador del CME, de acuerdo con el despacho económico del OED y de acuerdo a los requerimientos del sistema de transmisión y subtransmisión.

5.1.5 Control de operaciones programadas que causan limitaciones en potencia y/o ponen en peligro la confiabilidad del sistema.

Todo trabajo o maniobra en las instalaciones y/o equipos de EL GENERADOR que puedan causar limitaciones en potencia o pongan en peligro la confiabilidad del sistema de Transmisión y Subtransmisión deben ser informados al CME, para su autorización, con indicación del tipo de trabajo a efectuar, causas que motivan el mismo, limitación y tiempo de duración de la misma.



5.2 Operación Normal Programada

Este tipo de operación es necesaria para cumplimentar los pedidos de instalaciones y equipos para tareas de revisión, mantenimiento, reparaciones, modificaciones y/o ampliaciones, como así también la ejecución de ensayos.

Las instalaciones afectadas son las de generación, 220 y 132 kv

Se consideran los siguientes items:

5.2.1 Pedido de las instalaciones.

5.2.2 Operación programada de las instalaciones.

5.2.3 Entrega y recepción de las instalaciones.

5.2.4 Operaciones de restitución de una instalación generadora o sus auxiliares.

5.2.1 Pedido de las instalaciones.

El pedido de estas instalaciones puede ser efectuado por el CME o por el CO. El pedido será anticipado con una comunicación verbal (telefónica) por el solicitante, con una anticipación no menor de 48 horas al horario en que debe ser efectuada la entrega.

En el caso particular de trabajos durante el fin de semana, la fecha más tardía para la recepción de pedidos verbales en el CME es el día jueves inmediato anterior antes de las doce horas. Solamente los pedidos por urgencia se recibirán después de esa hora.

El receptor del pedido verbal informará dentro de las veinticuatro horas si es factible la entrega, procediendo en tal caso el solicitante a enviar un pedido escrito (carta o Fax) que debe llegar al destinatario con una anticipación de doce horas al horario de entrega.

En caso de no ser factible la entrega en la fecha y hora pedidas, el receptor comunicará al solicitante las alternativas posibles.



Si es suspendido por el receptor un pedido ya formalizado es decir que ha sido enviado el pedido escrito, se efectuará una comunicación verbal entre las partes para trasladar el pedido a una nueva fecha.

El solicitante debe informar al receptor si decide suspender un trabajo o modificar cualquiera de las condiciones establecidas en un pedido.

En ambos casos (verbal o escrito) el pedido debe contener la siguiente información:

- a) Identificación del personal que efectúa el pedido.
- b) Fecha y hora en que la instalación, equipo y/o elemento deben quedar no disponibles.
- c) Lapso durante el cual la instalación, equipo y/o elemento quedan no disponibles.
- d) Tiempo necesario para restituir la instalación, equipo y/o elemento en caso de que fuera requerida por emergencia o necesidades urgentes del servicio.
- e) Medidas de seguridad necesarias.
- f) Instalaciones, equipos y/o elementos a inhibir o consignar (ver 5.2.3.a).
- g) Responsables de la entrega y recepción de las instalaciones, equipos y/o elementos.

5.2.2 Operación programada de las instalaciones.

La operación programada de las instalaciones se debe realizar siguiendo los procedimientos y normas establecidos en los ítems:

4.1 Niveles de jerarquía

4.2 Medios de comunicación

5.1 Operación normal

La maniobra de los equipos y las medidas de seguridad que se deben tomar de acuerdo al pedido, será realizada por el CO.

5.2.3 Entrega y recepción de instalaciones

a) Entrega

El operador del CME entregará las instalaciones, equipos y/o elementos para trabajos, de acuerdo a los términos y en las condiciones en que se efectuó el pedido.

Medidas de seguridad



Inhibición de una instalación, equipo y/o elemento

Inhibir una instalación, equipo y/o elemento es el conjunto de operaciones destinadas a:

- Separar mediante corte visible la instalación, equipo y/o elemento de toda fuente de tensión.
- Bloquear y trabar en posición de apertura los aparatos de corte o seccionamiento necesarios por donde pudiera llegar tensión a la instalación, equipo y/o elemento como consecuencia de una maniobra o falla del sistema.
- Colocar señalización correspondiente para definir la zona inhibida.

Consignar una instalación, equipo y/o elemento

- Separar mediante corte visible la instalación, equipo y/o elemento de toda fuente de tensión.
- Bloquear y trabar en posición de apertura los aparatos de corte o seccionamiento necesarios por donde pudiera llegar tensión a la instalación, equipo y/o elemento como consecuencia de una maniobra o falla del sistema.
- Verificar ausencia de tensión con los elementos adecuados.
- Efectuar las puestas a tierra y en cortocircuito correspondientes en todos los puntos por donde pudiera llegar tensión a la instalación, equipo y/o elemento como consecuencia de una maniobra o falla del sistema.

Trabas

Son dispositivos sencillos que pueden ser asegurados mediante cerradura o candado, de tal forma que se requiere disponer de una llave determinada para retirarlas una vez colocadas. Solo existe un ejemplar de esta llave en poder del personal que manobra en las instalaciones.

Cuando los trabajos a efectuar en las instalaciones requieran de esta medida de seguridad, tanto LA DISTRIBUIDORA como EL GENERADOR podrán solicitarse mutuamente la entrega de las llaves que aseguran las trabas.

Bloqueo

Es el conjunto de operaciones tendientes a imposibilitar las maniobras de un elemento o equipo tales como: desconexión de maniobra eléctrica, descarga de aire comprimido o resortes, etc.

Puestas a tierra

ES COPIA



El personal de EL GENERADOR colocará o retirará tierras en las instalaciones de 220 y 132 kV con autorización del operador del CME.

b) Recepción

Finalizados los trabajos, se debe avisar al CME, quién es el responsable de coordinar y ordenar las maniobras de normalización; este aviso debe ser efectuado previamente al retiro de las medidas de seguridad.

[Nota]

Léxico: Se llama "entrega" al acto en el cual el personal de operación, entrega una instalación, equipo y/o elemento que el personal de reparación, montaje o mantenimiento "recibe" para trabajar.

Se llama "recepción" al acto en el cual el personal de reparación, montaje o mantenimiento "devuelve" una instalación, equipo y/o elemento al personal de operación.

5.2.4 Operaciones de restitución de una instalación generadora o sus auxiliares.

Avisos: El responsable jerárquico de EL GENERADOR en forma directa o quien lo reemplace, debe informar al C.M.E. el comienzo de las operaciones de restitución al servicio, de unidades generadoras o sus auxiliares y un pronóstico de hora de normalización, disponibilidad de potencia y limitaciones previstas.

Se deben informar expresamente al C.M.E. por las mismas vías las siguientes operaciones:

- a) Hora prevista de entrada en servicio.
- b) Pedido de entrada de equipamiento de subtransmisión.
- c) Proximidad de entrada en sincronismo.
- d) Entrada en sincronismo y su hora.
- e) Gradiente de carga y sus limitaciones operativas transitorias.

Los generadores entrarán en paralelo en la barra que sea más conveniente de acuerdo a la disposición de los servicios internos de la central, lo que se debe informar al CME antes o en el momento de solicitar la entrada de los seccionadores de barra correspondiente.

102



5.3 Operación en anomalía

Se consideran como anomalía los eventos que:

- a) Interrumpen el suministro de energía o bien éste continúa con sus variables fuera de los valores fijados por Norma.
- b) Obligan a dejar en forma urgente, fuera de servicio instalaciones y/o equipos para trabajos de revisión mantenimiento o reparación, no programados.

Se consideran los siguientes Items:

5.3.1 Comunicaciones.

5.3.2 Valores anormales de tensión.

5.3.3 Valores anormales de frecuencia.

5.3.4 Valores anormales de carga.

5.3.5 Operaciones de restitución y normalización

5.3.6 Aplicación de restricciones.

5.3.7 Pedidos y operación de urgencia.

5.3.1 Comunicaciones

Se consideran los siguientes Items:

5.3.1.1 De los operadores del CO al CME.

5.3.1.2 De los operadores del CME al CO.

5.3.1.1 De los operadores de CO al CME

Los operadores del CO deben informar al CME en los siguientes casos:

- a) Anormalidad en las instalaciones de EL GENERADOR que tenga como consecuencia cualquiera de los efectos siguientes:
 - Variación brusca de tensión.
 - Señalización, excitación u operación de protecciones de las instalaciones de generación
 - Desenganche de interruptores
 - Variación brusca de la potencia generada
 - Variación de la carga de cables
- b) Anormalidades que requieran operación de urgencia o de emergencia, tales como:
 - Bajo nivel o pérdida de fluidos de extinción en interruptores



- Pérdida de masa aislante en terminales
- La presencia de humo, ruidos o descargas en las instalaciones
- Sinistros que afecten o puedan afectar las instalaciones de generación, 220 y 132 kv.

c) Toda vez que el CME solicite una información referida al estado de las instalaciones.

5.3.1.2 De los operadores del CME al CO

Cuando las instalaciones de 220 y 132 kv establecidas en la presente Norma se encuentran afectadas por una anomalía los operadores del CME informarán al CO en los siguientes casos:

- a) Por pedido de los operadores del CO, y en tanto las secuencias operativas de restauración del sistema lo permitan, los operadores del CME darán un pronóstico de normalización.
- b) Cuando las condiciones del sistema de subtransmisión de LA DISTRIBUIDORA y la generación hagan factible adelantar la normalización.
- c) Antes de normalizar el suministro o cualquier instalación que afecte a EL GENERADOR.

5.3.2 Valores anormales de tensión.

Cuando se presenten valores anormales de tensión los operadores del CO avisarán al CME. La corrección de los valores de tensión que están fuera de los límites depende del tipo de anomalía que los produce, los medios disponibles y las acciones operativas en la generación y subtransmisión.

5.3.3 Valores anormales de frecuencia

La corrección de un valor de frecuencia que está fuera de los límites depende del tipo de anomalía que los produce, los medios disponibles y las acciones operativas en la generación y subtransmisión.

5.3.4 Valores anormales de carga

Cuando se detecten valores anormales de carga en las instalaciones de generación, 220 ó 132 kv los operadores de EL GENERADOR avisarán a los operadores del CME.

5.3.5 Operaciones de restitución y normalización

Las operaciones de restitución y normalización necesarias como consecuencia de anomalías en el sistema de generación, subtransmisión serán ordenadas y controladas por los operadores del CME.



5.3.6 Aplicación de restricciones.

Como consecuencia de indisponibilidades y limitaciones en el Sistema Interconectado Nacional o en el sistema de generación o en el sistema de LA DISTRIBUIDORA, puede ser necesario una limitación en el despacho de las máquinas.

Los operadores de CME informarán al CO cuando se prevea o programe alguna restricción que afecte a EL GENERADOR.

5.3.7 Pedidos y operación de urgencia.

La opción de solicitar con urgencia una instalación significa que de inmediato se dispongan las maniobras necesarias para su puesta fuera de servicio. La responsabilidad y justificación de la indisponibilidad de una instalación por urgencia queda a cargo del operador solicitante.

Las instalaciones deben ser operables y permitir una maniobra de puesta fuera de servicio normal.

5.4 Operación en emergencias

Se considera como operaciones en emergencias las que deben ser efectuadas por los operadores para evitar efectos de tipo catastrófico y que no son cubiertas por protecciones automáticas.

Es el caso de incendios, inundaciones, accidentes y las emergencias que se pueden presentar en el sistema eléctrico de potencia.

5.4.1 Emergencias en EL GENERADOR

Los operadores del CME acatarán los pedidos de maniobra solicitados por los operadores del CO de EL GENERADOR por las vías telefónicas internas.

El solicitante dará su nombre, cargo y aclarando que se trata de una emergencia, debe pedir las operaciones necesarias.

La reposición de las instalaciones será aceptada en las mismas condiciones.

La responsabilidad y justificación de la indisponibilidad de la instalación o equipo que queda fuera de servicio por emergencia queda a cargo del operador solicitante.

Se aceptará otra forma de comunicación si asegura la procedencia del pedido y la autoridad del solicitante.

5.4.2 Emergencias en LA DISTRIBUIDORA

Los operadores del CO de EL GENERADOR acatarán los pedidos de maniobra solicitados por los operadores del CME por las vías telefónicas internas.

El solicitante dará su nombre, cargo y aclarando que se trata de una emergencia, debe pedir las operaciones necesarias.

La reposición de las instalaciones será aceptada en las mismas condiciones.

La responsabilidad y justificación de la indisponibilidad de la instalación o equipo que queda fuera de servicio por emergencia queda a cargo del operador solicitante.

Se aceptará otra forma de comunicación si asegura la procedencia del pedido y la autoridad del solicitante.



ES COPIA



MEDICIONES

1.- Definiciones

La medición de la energía activa suministrada al DISTRIBUIDOR de producción propia del GENERADOR, se realizará a través de medidores e instrumentos de medición que midan la producción bruta de las Unidades Generadoras, el consumo neto del transformador de cada unidad y el consumo de la Central en sí, que serán de propiedad del GENERADOR, instalados, mantenidos y operados por él.

El punto de entrega de este suministro, conforme lo establece la Resolución 38/91 Art.3 es a espaldas del último interruptor que vincula a la unidad generadora con la red de transporte o distribución.

Toda pérdida de energía eléctrica producida entre el punto en que se encuentren los equipos de medición y el punto de entrega, será considerada como una reducción del suministro y deberá ser deducida de la correspondiente factura. Toda pérdida de energía eléctrica producida más allá del punto de entrega, quedará a cargo de la DISTRIBUIDORA.

2.- Procedimiento de medición actual

Hasta que se ponga en servicio la medición definitiva de acuerdo al plazo otorgado al GENERADOR en el Art. 10 del Contrato, con equipos de interconexión que respondan a las Normas y Especificaciones Técnicas del Despacho Unificado de Cargas (que se adjuntan), se seguirá el procedimiento que se indica a continuación:

2.1.- Procedimiento de medición de la energía

Diariamente el personal de la Central toma a las 24 horas los estados de los medidores indicados en el Cuadro I y en los esquemas eléctricos adjuntos. Dichos estados son informados telefónicamente a Estadística CME, que los emplea para determinar la producción bruta de cada unidad, los consumos de los servicios auxiliares y la producción neta.

Mensualmente Estadística CME recibe de La Central la información con los estados de medidores antes citados. Con el estado inicial y final del mes se determinan las energías brutas, los consumos internos y las energías netas suministradas por EL GENERADOR. También se usa esta información para controlar el cierre de los datos horarios y diarios.

A handwritten signature in black ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke at the end.



2.2.- Procedimiento para la facturación del GENERADOR ante el OED

La información básica que requiere el OED para la facturación del GENERADOR es la potencia horaria que se determina en el CME de acuerdo al siguiente procedimiento:

- El sistema de tiempo real (MODCOMP - CME) realiza un barrido cada 12 seg. de los valores de potencia correspondiente a cada unidad generadora. Dichos valores se integran cada 15 min. obteniéndose la potencia bruta horaria para cada unidad del parque de generación.
- Diariamente se confronta esta información con la que surge de las mediciones de energía de cada unidad generadora y los consumos internos de las Centrales, determinándose la potencia horaria neta de consumos internos.
- Estos valores de potencia horaria neta deben ser enviados en forma diaria por el CME mediante correo electrónico al OED.

Adjuntos:

Cuadro I: Equipamiento de Medición Actualmente en Servicio.
Esquema eléctrico de la Central Costanera.
Normas y Especificaciones Técnicas Para Interconexiones DUC.





Cuadro I

CENTRAL COSTANERA

**EQUIPAMIENTO DE MEDICION DE ENERGIA ACTIVA ACTUALMENTE
EN SERVICIO**

Detalle de la ubicación y los números de los medidores

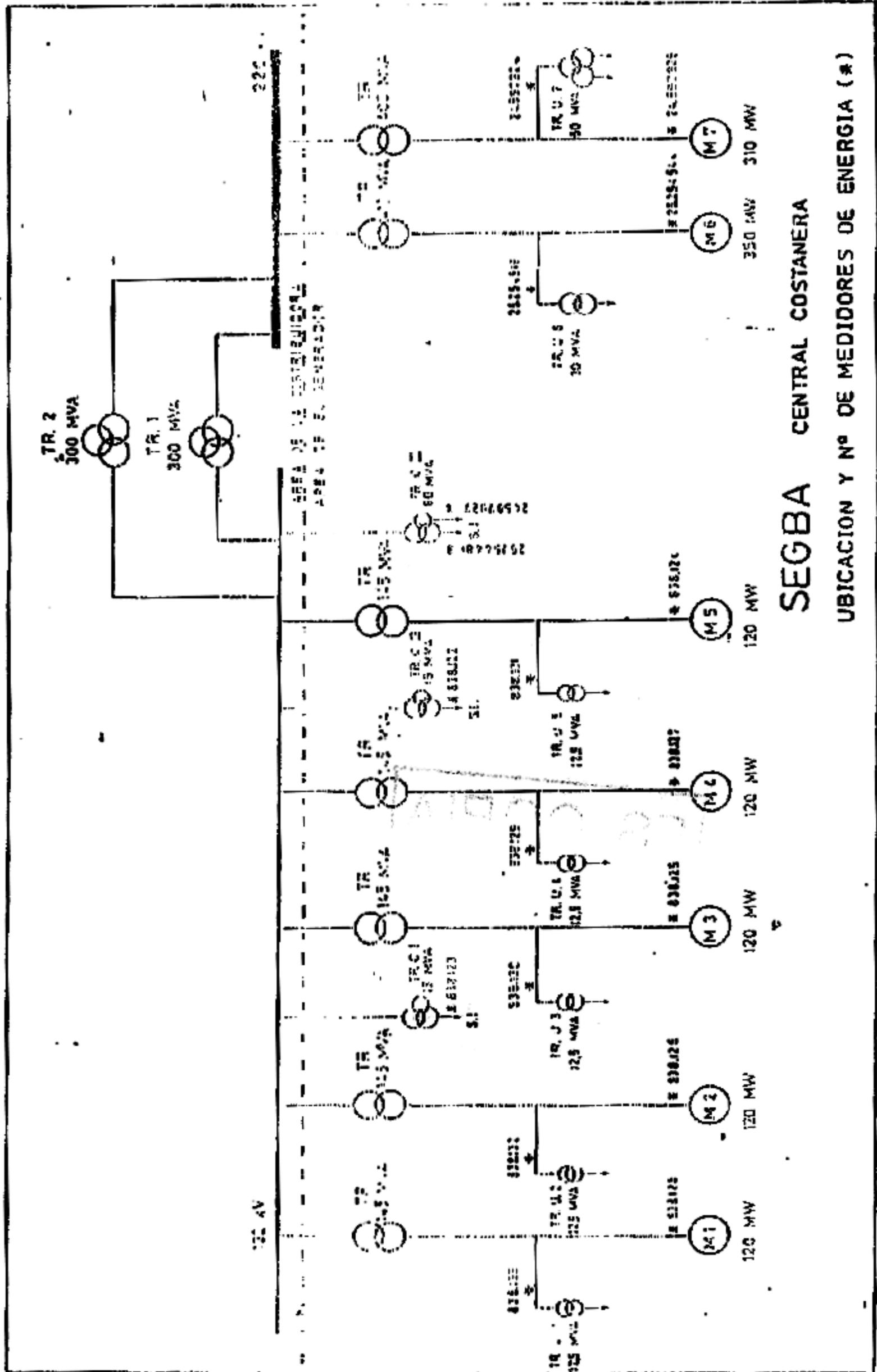
MEDICION DE LA GENERACION BRUTA

Transformador de unidad	C01	838128
	C02	838126
	C03	838125
	C04	838127
	C05	838124
	C06	25254544
	C07	24597928

MEDICION DEL CONSUMO INTERNO

Transformador de unidad	C01	838133
	C02	838132
	C03	838130
	C04	838129
	C05	838131
	C06	25254518
	C07	24597924

Transformador de Central (132 KV)	838123
	838122
	25254481
	24597927



SEGBA CENTRAL COSTANERA

UBICACION Y N° DE MEDIDORES DE ENERGIA (*)

62



NORMAS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN DE LAS FUTURAS INTERCONEXIONES

1.- Transformadores de Corriente

Deberán ser clase 0,2 según norma IRAM No. 2275 y complementada en lo que se refiere a descargas parciales por la recomendación IEC.

La prestación de los mismos deberá ser la adecuada a la real y no será alterada, por lo tanto la prestación real total de los instrumentos y los conductores de alimentación estará comprendida entre el 25 y el 100 % de la nominal del transformador.

No se deberá sobredimensionar la corriente nominal primaria respecto de la capacidad de suministro. En caso de ser necesario, se recomienda utilizar transformador con doble relación.

La corriente secundaria de los transformadores debe ser 1 A, para niveles de tensión iguales o superiores a 132 kV.

2 - Transformadores de Tensión

Deberán ser clase 0,2 según norma IRAM No. 2271 y complementada en lo que se refiere a descargas parciales por la recomendación IEC.

Se deberá tener en cuenta en el diseño la máxima caída de tensión en los conductores de alimentación de tensión, la cual deberá ser inferior al 0,5 % de la tensión nominal secundaria. Dicha línea de alimentación, deberá ser exclusiva para el equipo de medición de energía.

Todas las salidas del transformador, tendrán su protección adecuada. La tensión secundaria nominal deberá ser 110/ 3 V.

Se deberá verificar que los transformadores sean utilizados con una prestación comprendida dentro del rango en que la norma garantiza la clase.

3 - Medidor de Energía Activa principal

Deberá ser triple tarifa, y de tres sistemas watimétricos clase 0,5 o mejor según normas IEC y con emisor de impulso; sistema Ferraris (inducción) o estáticos (electrónicos).

En el caso de medidores de inducción la norma deberá ser la IEC No. 521.

Además se establece para los medidores estáticos lo siguiente: En los casos de medidores estáticos mientras no existan normas y/o experiencias en el país al respecto, se podrán colocar medidores estáticos de clase 0,2 como medidor de facturación, debiéndose instalar en estos casos como control un medidor de inducción clase 0,5.

Se deja establecido, que aquellas Empresas que utilicen medidores estáticos, deberán disponer del patrón correspondiente para su verificación.



4 - Medidor de Energía Activa de Control

Deberá ser triple tarifa, de tres sistemas watimétricos clase 1 o mejor según la norma IEC 521 de tipo Ferraris.

5 - Medidor de Energía Reactiva

Deberá ser triple tarifa, de tres sistemas watimétricos, clase 3, según recomendación IEC 145, con emisor de impulso para estar adaptado a un posible registro futuro, de demanda reactiva promedio 15 minutos.

6 - Registrador de Demanda promedio

Deberá registrarse la demanda de potencia activa promedio cada 15 minutos, obligatoriamente en forma numérica (dígitos). El registrador (impresor) deberá tener reserva de marcha propia o comandada por el reloj de contacto, no menor de 12 horas.

7 - Reloj de Contacto

Deberá funcionar sincrónicamente con la red. La reserva de cuerda deberá ser como mínimo 12 horas y deberá garantizar el funcionamiento correcto de la reserva de cuerda cuando se la requiera. Para ello se recomienda que la cuerda actúe en forma periódica y automática diariamente, las veces necesarias para asegurar su correcto accionar al producirse una falta de tensión y el mantenimiento del horario sincrónico con la red. Se hace constar que lo adecuado sería contar con un sistema ripple o similar centralizado de control horario para el cambio de tarifa, lo que se propone para el futuro.

8 - Otros requerimientos para el equipo de medición

a) Deberá contar con una bornera adecuada para poder verificar los medidores con carga ficticia.

b) Se deberán verificar siempre y cuando sea posible, en nuestro país, los requisitos de exactitud de los transformadores de medida nuevos, antes de su instalación en un laboratorio adecuado, de común acuerdo entre ambas Empresas.

c) En los circuitos de corriente no deben conectarse otros elementos que no sean las bobinas amperométricas de los medidores.

d) Se admite una tolerancia mensual en los relojes de + 15 minutos, la que no dará lugar a correcciones en la facturación.

e) Los equipos de medición, deberán ser precintados por ambas Empresas.

9 - Equipo de Medición

Se define como equipo de medición el que está constituido por los siguientes elementos:

Transformadores de corriente, transformadores de tensión, medidor de energía activa principal, medidor de energía reactiva, registradores de demanda promedio, reloj de contacto y eventualmente medidor de energía activa de control. En aquellos casos donde la medición sea única, es obligatoria la instalación del medidor de energía activa de control.



10 - Frecuencia de verificación de los equipos de medición

a) Verificación diaria de lecturas por horarios de los medidores para detectar errores mayores que los inherentes a las sumas de las clases de los medidores de facturación y control.

Esta frecuencia disminuirá a lapsos a convenir en el caso de mediciones donde no exista la posibilidad del control diario.

Se fijarán para cada caso los márgenes de diferencia admisible.

b) Verificación periódica de las magnitudes: corriente, tensión, horario y del cambio de tarifa en los horarios establecidos.

El detalle operativo de estas tareas será reglamentado por la Comisión de Mediciones.

c) Verificación anual de los siguientes puntos característicos de las curvas de los medidores "in situ": 5 y 100 % $I \cos = 1$ y 100 % $I \cos = 0,5$ inductivo en forma trifásica y con carga equilibrada. No se admite el ajuste o regulación del medidor "in situ".

d) Verificación cada 5 años en Laboratorio y en forma obligatoria de la curva indicada en la norma IEC en vigencia, con mantenimiento y ajuste de todos los medidores. Estas operaciones podrán reemplazarse por la instalación de un equipo similar previamente verificado en Laboratorio.

En los casos c) y d), las verificaciones se harán en presencia de representantes de ambas Empresas.

11 - Interconexiones con un único equipo de medición

Se tomará la indicación del medidor principal (facturación) siempre que éste se halle en clase, caso contrario se realizará la corrección correspondiente. Dicha corrección debe surgir:

a) Del análisis de la curva de error del medidor de facturación a obtener en el Laboratorio en esa circunstancia.

b) De la indicación del medidor de control.

c) De los valores resultantes de la integración de potencia.

Se considera medidor de facturación aquel que comanda al registrador de demanda promedio.

12) Interconexiones con dos equipos de medición instalados y que cumplan ambos con todas las prescripciones establecidas para los mismos.

Se consideran las siguientes situaciones:

a) Dos equipos de medición de igual clase instalados en el mismo punto de medición.



Se tomará el promedio de las indicaciones de los equipos de medición siempre que ambas se encuentren en clase, en caso contrario se tomará la indicación del que esté en clase.

Se considera que existen dos equipos de medición cuando además de la duplicación de los medidores existe la duplicación de los transformadores de medida.

De requerirse en la situación actual se aceptará que existen dos equipos de medición cuando por lo menos exista la duplicación de los transformadores de corriente.

b) Dos equipos de medición de distinta clase instalados en el mismo punto de medición..

El equipo de peor clase se considera equipo de control. Se tomará la indicación del equipo de medición de mejor clase siempre que dicho equipo se encuentre en clase, en caso contrario se realizará la corrección correspondiente; dicha corrección debe surgir:

- I. Del análisis de la curva de error del medidor de facturación, a obtener en el Laboratorio en esa circunstancia.
- II. De la indicación del medidor de control.
- III. De los valores resultantes de la integración de potencia.

c) Dos equipos de medición situados en distintos puntos de medición. Se tomará la indicación del equipo de medición situado en el punto de interconexión definido para facturación, además en dicho punto deberá colocarse un medidor de control siempre y cuando la otra medición esté a una distancia tal que las pérdidas en la línea lo justifiquen.

13 - Para todas las situaciones, en caso en que la diferencia entre las indicaciones de ambos medidores (facturación y control o dos equipos de medición) sea mayor que la suma de las dos clases de los medidores o de los equipos de medición se procederá a la verificación de ambas mediciones.

14 - Medición de potencia en Centrales

La Comisión de Mediciones hace notar su inquietud por la forma en que se vienen realizando las mediciones de potencia en las unidades generadoras, que luego se utilizan para las Transacciones Económicas, dado que se está efectuando la medición a través de instrumentos indicadores de tablero con exactitudes, alcances y constantes cuya características técnicas no concuerdan con la importancia de la medición, adicionándose a ésta el error que introduce el que realiza la medición (error humano)

En una primera etapa, para atenuar los problemas mencionados, mientras se sigue estudiando el equipamiento para la medición de potencia activa y reactiva se recomienda:

a) En las centrales actuales seguir midiendo la potencia activa en las máquinas con los instrumentos instalados pero habilitando los existentes o instalando donde no lo hubiera registradores de potencia activa.

b) Archivar en las respectivas Empresas y a disposición del DUC los registros obtenidos.



ANEXO IV-D

VARIACION DE COSTOS

$$PE_n = PEV_n + PER_n \quad (1)$$

PE_n (u\$s/MWh): Precio de la energía correspondiente al período "n".

PEV_n (u\$s/MWh): Valor de la componente variable del precio de la energía correspondiente al período "n". Para el primer período (n=1) igual a 25.

PER_n (u\$s/MWh): Valor de los restantes componentes del precio de la energía correspondiente al período "n". Para el primer período (n=1) igual a 15.

Los períodos son de 12 meses a partir de la fecha de vigencia del contrato.

1.- Fórmulas aplicables para la componente variable (PEV)

$$PEV_n = PEV_0 * \{KG * (Pg_n / Pg_0) + KF * (Pf_n / Pf_0) + K\alpha * [(Pg_n / 8.4) - (Pf_n / 9.8)] + DG_n\} \quad (2)$$

$$KG = 0,5336$$

$$KF = 0,4664$$

$$K\alpha = 0,10026$$

PEV_0 (u\$s/MWh): valor base de la componente variable del precio de la energía igual a 25.

Pg_0 (u\$s/Dm3): valor base del precio del gas natural de PCS 9300 Kcal/m3 igual a 74,5.

Pg_n (u\$s/Dm3): precio del gas natural de PCS 9300 Kcal/m3 correspondiente al período "n". Para el primer período (n=1) igual a 74,5.

Pf_0 (u\$s/tn) : valor base del precio de referencia del fuel oil, expresión (3), igual a 114.

07



Pf_n (u\$s/tn) : precio de referencia del fuel oil, expresión (3), correspondiente al período "n". Para el primer período (n=1) igual a 114.

G_n : participación calórica del gas natural respecto al consumo total de combustible previsto para el período "n".

$$DG_n = \begin{cases} 0.5 * (G_{n-1} - 0.55) & \text{si } 0 < G_{n-1} < 0.55 \\ 0.5 * (G_{n-1} - 0.65) & \text{si } 0.65 < G_{n-1} < 1 \\ 0 & \text{si } 0.55 \leq G_{n-1} \leq 0.65 \end{cases}$$

Para el primer período (n=1) DG_n es igual a cero.

NOTA 1: Los precios de la energía y de combustibles no incluyen IVA.

1.1.- Cálculo de los valores que integran la expresión (2)

1.1.1.- Precio de referencia del fuel oil (Pf)

$$Pf_n = \sum_{i=1}^{12} [k1 * (1.2094 * \bar{P}f_{i-1} + 1.1915 * TB * (WS_{i-1} / 100) + 5.5) + k2 * (\bar{P}f_{i-1} + 6)] * kc_i \quad (3)$$

La sumatoria de la expresión (3) se extiende a los 12 meses que integran el período "n-1".

$\bar{P}f_{i-1}$ (u\$s/tn) : precio promedio mensual máximo FOB Rotterdam correspondiente al mes "i-1", para un fuel oil con un contenido máximo de azufre del 1%, según la publicación Platt's Oilgram Price Report.

kc_i : coeficiente de consumo de fuel oil correspondiente al mes "i" según Cuadro N°1.

$k1$ y $k2$: constantes de participación del fuel oil importado y del nacional en la composición del total de fuel oil a consumir en cada mes del período "n" y que figuran en el Cuadro N°1.

27



- TB : tarifa base de flete marítimo correspondiente al mes "i-1" publicada por la New Worldwide Tanker Nominal Freight Scale "Worldscale" para la ruta Rotterdam-Buenos Aires.
- WS₁-1 : Índice World Scale - LRI correspondiente al mes "i-1" publicado por London Tanker Broker Pannel para la ruta Rotterdam-Buenos Aires.

mes	kci	k1	k2
enero	0.0549	0	1
febrero	0.0763	0	1
marzo	0.0905	0	1
abril	0.0968	0	1
mayo	0.0916	0.7	0.3
junio	0.1184	0.7	0.3
julio	0.1228	0.7	0.3
agosto	0.1458	0.7	0.3
septiembre	0.1338	0.7	0.3
octubre	0.0251	0	1
noviembre	0.0204	0	1
diciembre	0.0236	0	1

Cuadro Nº1

NOTA 2 : el costo de internación del fuel oil importado incluye la incidencia de la tasa de estadística (3%).

1.1.2.- Precio del gas natural (Pg)

El precio del gas natural para cada uno de los periodos será el definido por los contratos asociados al suministro de este combustible para el abastecimiento de la central Costanera.

Si futuros contratos contemplaran precios estacionales diferentes, el precio del gas natural a incluir en la expresión (2) será el promedio de los precios mensuales correspondientes al periodo considerado, ponderados por la participación de este combustible en cada uno de los meses. A tal efecto se aplicará la siguiente expresión:

$$P_{gn} = \sum_{i=1}^{12} P_{g_i} \cdot K_i$$

27



Pg_n (U\$S/Dm3) : precio del gas natural de PCS 9300 Kcal/m3 correspondiente al período "n". Para el primer período igual a 74,5*

Pg_i (U\$S/Dm3) : precio del gas natural de PCS 9300 Kcal/m3 correspondiente al mes "i" del período "n".

K_i : participación del gas natural en el mes "i" (Cuadro A).

Mes	k_i
Enero	0.1348
Febrero	0.1185
Marzo	0.1240
Abril	0.1091
Mayo	0.0451
Junio	0.0085
Julio	0.0083
Agosto	0.0146
Septiembre	0.0530
Octubre	0.1273
Noviembre	0.1278
Diciembre	0.1290

Cuadro A

1.1.3.- Participación del gas natural en el consumo de combustible

$$G_{n-1} = \frac{Q_{n-1} * 8.4}{EG_{n-1} * 2500} \quad (4)$$

Q_{n-1} (Dm3) : cantidad de gas natural (PCI 8400 Kcal/m3) facturado en el período "n-1".

EG_{n-1} (GWh) : energía generada por el Generador, neta de consumo propio, en el período "n-1".

2.- Actualización de los restantes componentes (PER)

$$PER_n = (PM_n / PM_0) * PER_0 \quad (5)$$

PER_0 (u\$S/MWh) : valor base de los restantes componentes del precio de la energía igual a 15.

7



PM_n

: Índice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes inmediato anterior al mes inicial del período "n".

PM₀

: Índice de precios al por mayor de productos industriales de los Estados Unidos de América, tomado por la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de América, correspondiente al mes inmediato anterior al mes inicial del primer período.

7

1950



0/4/92

CONCURSO PUBLICO INTERNACIONAL PARA LA VENTA DEL PAQUETE
MAYORITARIO DE ACCIONES DE CENTRAL COSTANERA S.A.

CIRCULAR Nº 2

Con relación al Pliego de Bases y Condiciones para el llamado a Concurso Público Internacional para la venta de Acciones de la Central Costanera S.A. se resuelve modificar el Pliego y sus anexos en los puntos que en cada caso se indican y se agregan los documentos a saber:

Título Preliminar, del pliego, punto 1.3. Tercer renglón:
Donde dice "las actas societarias" debe decir "los actos societarios".

Punto 1.2.9 del Pliego:

Agréguese como anexo VII-E del Pliego, el ejemplar del "Convenio de Reconocimiento Parcial de Deuda y Obligación de Pago" suscripto entre Segba S. A. y Banco de la Nación Argentina y como anexo VII-F el documento por el cual Central Costanera S.A. asume el pasivo reconocido al Banco de la Nación Argentina, todo de acuerdo a lo establecido en el punto 1.2.9. del Pliego y Circular Nº 1.

Punto 11.2.6. del Pliego tercer renglón:

Agregar al final "con dictamen favorable".

Punto 11.2.7 del Pliego:

Sustituir integralmente por el siguiente texto: "Informe del auditor sobre las variaciones que se pudieren haber producido en la situación y solvencia patrimonial acreditada conforme los balances y/o estados patrimoniales de cada uno de los Postulantes durante el período comprendido entre la fecha del último balance o estado patrimonial presentado y la del concurso; el informe contendrá la indicación de las variaciones que se hubieren producido, sean éstas positivas o negativas".

Punto 111.1. del Pliego:

Donde dice "111.2.3." en el último renglón, debe decir "111.2.2.". 11900

Punto 111.3.1.3. y art. 9 del Anexo 1 del Pliego:

Agregar al final de ambos, lo siguiente: "La condición suspensiva, en caso de no operarse en término, actuará como condición resolutoria".

Punto 111.3.1.3. b) del Pliego:

Donde dice "111.2.3." debe decir "111.2.2. y 111.3.1.5."

7
M. CARLOS A. MATIASCHI
INTERVENION



Punto III.3.1.3. d) del Pliego:
Agregar al final: "y 11.2.14".

Punto III.3.1.4. del Pliego:
Donde dice: "adjudicación" debe decir "preadjudicación" y
donde dice: "aprobación", debe decir "adjudicación".

Punto III.3.1.5. del Pliego, primer párrafo, sexto renglón:
Donde dice "apruebe la adjudicación" debe decir "adjudique".

Punto III.3.1.7. del Pliego, agregar como inciso k) lo siguiente:

"k) Sin perjuicio de la enunciación contenida en los incisos anteriores, se firmarán todos los documentos anexos al pliego y que forman parte de la documentación correspondiente al Concurso."

Punto III.3.2. del Pliego, segundo párrafo, 3º. renglón:
Donde dice: "adjudicado" debe decir "preadjudicado".

Punto VII.1.2.2. del Pliego:
Agregar al final: "y de las designadas por el Estado Nacional".

Anexo I del Pliego, pág. 2, tercer párrafo, tercer renglón:
Donde dice: "se adjudicó" debe decir "se preadjudicó".

Anexo I del Pliego, página 6, ARTICULO TERCERO, punto i):
Sustituir íntegramente por el siguiente texto:
"El pago del precio se hará mediante depósito incondicionado y no sujeto a reserva alguna en el banco de la Nación Argentina, discriminándolo del siguiente modo: 1) El setenta por ciento (70 %) se depositará en la cuenta 3855/19 a nombre de la "Secretaría de Hacienda" orden "Tesorería General"; 2) El treinta por ciento (30 %) restante se depositará en la cuenta 45911-92 a nombre de "I.N.F.S. ley 23696 art. 31".

Anexo III del Pliego:
1º) En todo lugar donde dice "Secretaría de Energía" debe decir "Secretaría de Energía Eléctrica."

2º) En todo lugar donde dice "Anexo I" debe decir "Anexo III-A".

3º) Se agrega como Anexo III-A al "Cronograma de Pago Crédito Mediocredito Central - Anulado".

Anexo IV. del Pliego:
En todo lugar donde dice "27,5 kV" debe decir "220 kV".
En todo lugar donde dice "Centrales Puerto Nuevo y Nuevo Puerto Dr. Carlos A. Givogri" debe decir "Central Costanera"

Anexo IV del Pliego, página 1, punto 4 párrafos 3 a 6:
Los párrafos tres a seis, transcriben las obligaciones de ambas partes, distribuidor y generador, en relación al despacho

M. CARLOS A. MATIASCHI
INTERVENTOR



Nacional de Cargas y viceversa; se incluyen en el sentido de indicar la forma en que el D.N.C. despachará la energía del generador y cómo se tratarán los apartamientos respecto del contrato, estableciéndose, por otra parte, que el distribuidor no puede exigir al generador una conducta contraria a las órdenes impartidas por el D.N.C. en el ejercicio de sus funciones.

Anexo IV del Pliego, página 2, punto 6, 3o. párrafo:

Donde dice en el 1o. renglón: "En cuanto a los impuestos o tasas que gravan el "Ingreso bruto" debe decir: "Los impuestos o tasas que gravan los Ingresos Brutos";

donde dice en el 4o. renglón: "MWV" debe decir "MWh";

donde dice en el 6o. renglón: "valrar" debe decir "variar";

donde dice en el 7o. renglón: "menso" debe decir "menos";

donde dice en el 8o. renglón: "porcentaje" debe decir "porcentaje".

Anexo IV del Pliego, página 3, primer párrafo, segundo renglón:

Donde dice: "ingreso bruto" debe decir "Ingresos Brutos".

Anexo IV del Pliego, página 4, punto 11, quinto párrafo:

Sustituir integralmente por el siguiente texto: "Quien resulta deudor deberá pagar los importes a su cargo con más un interés a la tasa libor equivalente mensual incrementada en un 0,5% (cero con cinco por ciento) mensual, y capitalizada mensualmente hasta el efectivo pago".

Anexo IV del Pliego, página 6, segundo párrafo:

Sustituir integralmente por el siguiente texto: "La garantía deberá ser otorgada por períodos superiores a tres meses y se mantendrá durante todo el tiempo del contrato. Si fuere otorgada por período inferior al del contrato, la parte que correspondiere deberá entregar a la otra el documento comprobante de su renovación con veinte días de anticipación a la fecha de su vencimiento como mínimo. En caso de incumplimiento de la obligación aquí convenida, sea por falta de entrega o de constitución de la garantía, la parte que no hubiere dado cumplimiento a sus obligaciones no podrá exigir a la otra el cumplimiento de las que le correspondan, hasta tanto de cumplimiento a los que le corresponden. Sin perjuicio de ello, el incumplidor abonará a la parte cumplidora una multa diaria capitalizada mensualmente, equivalente al cinco por ciento de la facturación mensual correspondiente según el contrato, por todos los días que estuvo en mora".

Anexo IV del Pliego, página 6, quinto párrafo, primer renglón:
Eliminar: "Incurrida la mora".

Anexo IV del Pliego, página 6, punto 16, primer párrafo:

Donde dice en el renglón 8: "dólare" debe decir "dolar";

donde dice en el renglón 10: "dólara" debe decir "dolar" y

donde dice "cincuenta" debe decir "cincuenta".



Anexo IV del Pliego, página 6, punto 16, tercer párrafo, tercer renglón:

Donde dice: "un interés determinado por" debe decir: "con un interés a".

Agregar al final del párrafo: ", desde la fecha en que debió ser abonado cada importe".

Anexo IV del Pliego, página 6, punto 17:

Donde se use el verbo "rescindir" debe leerse "resolver"; donde se use el sustantivo "rescisión" debe leerse "resolución".

Anexo IV del Pliego, página 7, punto 19, primer párrafo:

Sustituir el 3o y 4o. renglón por: "partes de este contrato, importa la resolución automática del mismo".

Anexo IV del Pliego, página 8 punto 25:

Agregar como última palabra del párrafo: "Eléctrica".

Anexo IV del Pliego, página 9:

La aclaración de firma que dice "Central Puerto SA" debe decir "Central Costanera SA".

Anexo IV-A, del Pliego, Cuadro de Potencia Media Horaria comprometida:

Sustituir la potencia neta media horaria comprometida para el periodo 1/05 al 15/08 correspondiente al año 2000 del siguiente modo: donde dice "0" debe decir "762".

La nota de pie correspondiente al cuadro antedicho mantiene su validez.

Anexo IV-B, del Pliego, punto 1.1.2. primer párrafo:

Sustituir integralmente por el siguiente texto: "El precio del gas natural (Pg) es igual a la suma de los precios indicados en los contratos de compraventa y transporte celebrados o a celebrarse para el abastecimiento de este combustible a la Central Costanera. Si alguno de los contratos o ambos establecieran precios en pesos, a los efectos de la aplicación de las fórmulas que contemplan la incidencia de la variación de costos en el precio de la energía eléctrica, se convertirán los mismos a dólares estadounidenses utilizando la paridad cambiaria del tipo comprador del Banco de la Nación Argentina correspondiente al día anterior a las fechas de definición de precios establecidas en los contratos precitados".

Anexo VI-A del Pliego, pág. 1, ARTICULO SEGUNDO, primer párrafo, segundo renglón:

Donde dice: "se encuentre afectado a ser asiento" debe decir "se encuentre afectado exclusivamente a ser asiento".

Anexo VII-B, del Pliego, primer párrafo, sexto renglón:

Donde dice: "Quince Millones de Dólares Estadounidenses (u\$s 15.000.000)" debe decir "Catorce Millones Cuatrocientos Ochenta y Dos Mil Setecientos Veinticuatro con 93/100 Dólares Estadounidenses (u\$s 14.482.724,93)".



Anexo VIII-A, del Pliego, página 2:

Deba excluirse de los activos que se incorporarán a Central Costanera SA, los equipamientos que a continuación se detallan y que están de propiedad de Segba SA o de quien la suceda en la distribución y/o transmisión, a saber: a) Transformadores entre barras y b) líneas de transmisión.

Anexo XIII, del Pliego, página 3, referencia 2:

Donde dice: "31/12/91" debe decir "31/1/92".

La presente circular Nº 2 con sus anexos consta de 11 páginas e integra la documentación del Concurso Público Internacional para la venta del paquete Mayoritario de Acciones de Central Costanera SA.


MR. CARLOS A. MATAMALA
INTERVENTOR

ES COPIA

23/4/92



CONCURSO PÚBLICO INTERNACIONAL PARA LA VENTA DEL PAQUETE
MAYORITARIO DE ACCIONES DE CENTRAL COSTANERA S.A.

CIRCULAR Nº 9

Con relación al Pliego de Bases y Condiciones para el llamado a Concurso Público Internacional para la Venta del Paquete Mayoritario de Acciones de la Central Costanera S.A. se resuelve modificar el ANEXO IV - A "Potencia Neta Horaria Comprometida" del siguiente modo:

ANEXO IV - A, del Pliego, Cuadro de "Potencia Neta Media Horaria Comprometida" (en MW)

1. Sustituir la "Potencia Neta Media Horaria" comprometida correspondiente al año 1992, del siguiente modo:

Período 1/05 al 15/08 donde dice "290" debe decir "240"

Período 16/08 al 30/09 donde dice "760" debe decir "460"

El período 1/10 al 31/12 queda sin modificación es decir mantiene "565".

2. El valor de la "Potencia Neta Media Horaria Comprometida" de 240 MW correspondiente al período 1/05 al 15/08/92 será reducido en 150 MW a todos los efectos contractuales, hasta que hayan transcurrido siete (7) días desde la puesta en servicio de la Unidad Nº 6.

El texto que antecede sustituye parcialmente los valores del cuadro Anexo IV - A Cuadro de "Potencia Neta Media Horaria Comprometida".

La presente CIRCULAR Nº 9 integra la documentación del Concurso Público Internacional para la Venta del Paquete Mayoritario de Acciones de Central Costanera S.A.

MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS.