PODER LEGISLATIVO

PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO,
ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR
REPÚBLICA ARGENTINA

COMUNICACIONES OFICIALES

Nº 197 **PERÍODO LEGISLATIVO** 2013

EXTRACTO DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA NOTA ADJUNTO INFORME REQUERIDO MEDIANTE RESOLUCIÓN DE CÁMARA Nº 210/13 (S/ FORMULACIÓN , INSTRUMENTACIÓN Y EJECUCIÓN DE LA POLÍTICA EN MATERIA DE ENEGÍA ELÉCTRICA) Y OTROS ÍTEMS.

Entró en la Sesión de: 21 NOV 2013

Girado a la Comisión Nº: C/B

Orden del día Nº:

PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO,
ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR

REPÚBLICA ARGENTINA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA

Provincia de Tierra del Fuego
Antártida e Islas del Atlántico Sur
Poder Legislativo
PRESIDENCIA
REGISTRO Nº 1525 | 31 OCT 2013 | HORA 9:18
FIRMA

PODER LEGISLATIVO FOLIO Nº 114

NOTA NOR Nº
LETRA: "D.P.E."

Ushuaia, 30 de Octubre de 2013

PODER LEGISLATIVO
SECRETARIA LEGISLATIVA
04 NOV 2013
Nº 194 12:30 ENTRADA

Legislatura de la Provincia de Tierra del Fuego
Vice-Presidente
C.P. Damián LOFFLER

En mi carácter de Presidente de la Dirección Provincial de Energía me dirijo a Ud. a los fines de dar cumplimiento por los solicitado por Ud. mediante nota Nº 193/13.

Adjunto a la presente informe de 114 fojas útiles y CD con la información impresa.

Sin otro particular, lo saludo atentamente

JUAN CARLOS SALDIVIA
Presidente
Dirección Provincial de Energía

Pase a Secretaría Legislativa para conocimiento de Bloques Políticos. —

Roberto L. CROCIANELLI
Vicegobernador y Presidente
Poder Legislativo

La Legislatura de la Provincia de Tierra del Fuego,
Antártida e Islas del Atlántico Sur
República Argentina

R E S U E L V E:

Artículo 1°.- Solicitar al señor Presidente de la Dirección Provincial de Energía (DPE) eleve a esta Cámara la siguiente información, relativa a la formulación, instrumentación y ejecución de la política en materia de energía eléctrica a su cargo, conforme lo establecido en el artículo 3° de la Ley territorial 117, de creación del organismo, detallando lo siguiente:

a) respecto al estado de situación, proyección y perspectivas de la generación de energía eléctrica y las inversiones proyectadas para asegurar la satisfacción del crecimiento de la demanda y la autosustentabilidad del servicio a cargo de la Dirección, indique:

1. potencia actualmente demandada, y estimación proyectiva de su incremento para los próximos cinco (5) años;
2. potencia instalada en la DPE, características de los equipos propios, y condiciones de operación;
3. estado de funcionamiento, horas de servicio, grado de cumplimiento del esquema de mantenimiento preventivo recomendado por el fabricante y/o las buenas prácticas;
4. potencia provista por ENARSA SA, en el marco del "Plan Generación Distribuida II" celebrado y puesto en vigencia en el mes de Julio de 2009. Condiciones para la prórroga ejercida, y previsiones de inversión y/o readecuación de los equipos propios con vistas a la finalización de estos servicios externos de apoyo; y
5. obras previstas para la ampliación de la capacidad productiva de la DPE: características, etapas, costos de inversión, fuentes de financiamiento identificadas y/o previstas, gestiones realizadas a la fecha para su implementación;

b) respecto al estado de situación de la red de distribución instalada, y la proyección de

FOLIO Nº 3

su adecuación y extensión, en atención a los actuales procesos de densificación y extensión urbanas de las ciudades de la Provincia, indique:

1. redes instaladas: descripción y estado. Esquema de mantenimiento preventivo previsto;
2. acciones administrativas y/o judiciales iniciadas en el marco del robo de las bobinas de cables de media/alta tensión ocurrido en el predio de Vialidad Nacional en la ciudad de Ushuaia; estimación del valor de los elementos sustraídos, gestiones realizadas para su reemplazo y estado actual de las investigaciones y procesos de sumarios iniciados;
3. análisis del incremento en la demanda en los distintos sectores de la trama urbana de cada ciudad y su proyección para los próximos cinco (5) años, en atención a la extensión territorial y al actual proceso de densificación edilicia;
4. obras proyectadas en materia de ampliación de redes: características, etapas, costos de inversión, fuentes de financiamiento identificadas y/o previstas y gestiones realizadas a la fecha para su implementación; y
5. estado de gestión del proyecto de interconectado en tres (3) etapas anunciado en el marco del Consejo Federal de Energía: características del proyecto, etapas, montos estimativos de inversión, resultados esperados, cronograma previsto de obras y/o acciones para su efectiva implementación:

c) respecto a la evolución de las tarifas y los costos operativos de la repartición, indique:

1. destino asignado a los fondos adicionales resultantes del último incremento de tarifas, aprobado y aplicado mediante Decreto provincial N° 3211/11, con indicación expresa a la formulación, gestión o ejecución de proyectos de inversión relacionados con el mejoramiento de la capacidad de producción y/o

Poder Legislativo FOLIO 4 Secretaría Legislativa

Provincia de Tierra del Fuego,
Antártida e Islas del Atlántico Sur
República Argentina
Poder Legislativo

distribución de energía eléctrica; y

2. estudios o análisis preliminares respecto a la evolución futura de tarifas de energía eléctrica, con indicación expresa de la afectación de cualquier eventual incremento a la formulación, gestión o ejecución de proyectos de inversión relacionados con el mejoramiento de la capacidad de producción y/o distribución de energía eléctrica.

Artículo 2º.- Regístrese, comuníquese y archívese.

DADA EN SESIÓN ORDINARIA DEL DÍA 22 DE AGOSTO DE 2013.

RESOLUCIÓN Nº 210 /13

Pablo GONZALEZ
Secretario Legislativo
Poder Legislativo

C.P. Damián LÖFFLER
Vice-Presidente 2º
a cargo de la Presidencia
Poder Legislativo

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

CARLOS G. FERNANDEZ
Director Información y
Documentación Parlamentaria
Poder Legislativo

a1. Potencia actualmente demandada, y estimación proyectiva de su incremento para los próximos 5 años

Se adjunta en Anexo 1, Cuadro USH-III.1 con la serie 2003 a 2017 en la que se observa que la potencia máxima demandada para 2013 era de 34.61 MW siendo el ultimo valor real registrado de 34.5 MW confirmando la validez de la estimación.
Se observa que para 2017 se prevé una demanda máxima de 40.68 MW.

a2. Potencia instalada en la DPE, característica de los equipos propios y condiciones de operación.
a3. Estado de funcionamiento, horas de servicio, grado de cumplimiento del esquema de mantenimiento preventivo recomendado por el fabricante y/o las buenas prácticas.

En el cuadro CENTRAL TERMOELECTRICA USHUAIA (Anexo 1), se muestran las características técnicas de los siete turbogeneradores emplazados en la Central Térmica Ushuaia.

En la pagina siguiente (Anexo 1) CONDICIONES DE OPERACIÓN, se observa el estado de funcionamiento.
En las dos primeras columnas se muestran la cantidad totales de horas de trabajo y cantidad de arranques desde su puesta en servicio.
En las columnas tercera y cuarta se repiten los datos pero contados a partir del ultimo mantenimiento realizado; y teniendo en cuenta que cada arranque equivale a una cierta cantidad de horas de funcionamiento, se obtiene la columna de Horas Equivalentes que debe compararse contra las horas a las que debe realizarse el mantenimiento u Overhaul según lo recomendado por el fabricante.
Se obtiene entonces la ultima columna que indica el porcentaje de uso de la maquina respecto de su necesidad de mantenimiento. Los valores inferiores al 100% indican que la maquina puede seguir operando normalmente, mientras que valores superiores al 100% determinan que debe realizarse el mantenimiento mayor u overhaul.

Tomando los datos principales de las dos tablas antes explicadas, se obtiene el siguiente resumen:

Resumen Ushuaia

	Potencia nominal (MW)	Potencia real (MW)	% Overhaul
TG1	2.5	2.5	85
TG2	2.5	2.5	78
TG3	3.5	3.3	87
TG4	3.5	3.0	110
TG5	6.0	6.0	3
TG6	6.0	5.0	140
TG7	28.0	26.0	186
TOTAL	52	48.3	

Se observa que la potencia instalada es de 52 MW aunque considerando el estado real de las maquinas (la potencia real es menor que la nominal en la medida que la maquina esta excedida en horas) la potencia instalada real se reduce a 48.3 MW; esto implica que **en una primera instancia** existe capacidad suficiente para sostener la demanda mas allá del año 2017.
Ahora bien, incluyendo el concepto de **Reserva Fria (RF)**, que se define como:

Reserva Fría = Potencia Instalada - Valor nominal del mayor equipo

se obtiene una RF de 48.3 – 26.0 = 22.3 MW

Este valor es el que realmente importa atento a que para un funcionamiento confiable, la capacidad de abastecimiento esta dado no por la potencia instalada sino por la reserva fría, pues es necesario sacar de servicio la maquina de mayor potencia (en nuestro caso la TG7)

ya sea para mantenimientos menores o por salida imprevista de servicio y en esas condiciones debe tenerse suficiente capacidad como para abastecer la demanda máxima.

Considerando que debe incorporarse al análisis la presencia del equipamiento del Plan Generación Distribuida II (15 MW), el cual se analizara posteriormente en el punto 4; podemos concluir que al momento la RF es del orden de:

22,3 MW + 15 MW = 37.3 MW

Este valor supera a la demanda máxima ya informada (34.5 MW) por lo que la situación, desde el punto de vista de la capacidad de generación se encuentra controlada, aunque para el año 2015, según la proyección del Cuadro USH-III.1 (Anexo 1) entraríamos en zona critica pues no existiría reserva fría que permita el abastecimiento total de la ciudad.
Se concluye entonces que para el invierno del año 2015, debería contarse con un nuevo equipo de generación en la ciudad de Ushuaia, a fin de mantener el normal abastecimiento eléctrico.

Volviendo ahora sobre el grado de cumplimiento en el esquema de mantenimiento, se informa que en Julio de 2012 se finalizo el mantenimiento mayor de la TG5. Ver cuadro anterior **Resumen Ushuaia** donde la TG5 posee a la fecha solo 3% de uso efectivo.
Dicho mantenimiento tuvo un costo de 800.000 libras esterlinas (U$D 1.300.000) equivalentes a $ 7.000.000 siendo ejecutado durante los ejercicios 2011 y 2012.

También se deduce del cuadro Resumen Ushuaia, que la TG7 se encuentra excedida en horas mas de un 86% y se acaba de concretar la contratación del mantenimiento de dicho turbogenerador, el que se ejecutará entre los meses de Septiembre y Octubre, con un costo de alrededor de U$D 3.000.000 equivalente a mas de $ 17.000.000.-

Queda pendiente de ejecución, el mantenimiento del turbogenerador TG6 que se encuentra 40% excedido en horas de uso, y cuyo costo será similar al ya explicado para la TG5, es decir en el orden de $ 7.000.000 y cuya ejecución se efectuará durante el año próximo.

Para facilitar la comprensión de los proceso de mantenimiento; puede considerarse que los turbogeneradores deben ser sometidos a reparaciones como las antes mencionadas en periodos de 24000 a 30000 hs de funcionamiento (ver Anexo 1 - Cuadro CONDICIONES DE OPERACIÓN) que equivale a un proceso de mantenimiento cada tres años.

Por lo expuesto, considerando una demanda del orden de 34 MW, se necesitaría a partir de ahora el funcionamiento continuo de la TG7 (28 MW) mas la TG5 (6 MW) durante los próximos tres años, por lo que para finales de 2016 se deberá realizar nuevamente el mantenimiento tanto de la TG7 como la TG5, con un costo, según los valores ya expresados, de U$D 4.300.000, que representa la necesidad de disponer U$D 120.000 mensuales a fin de poder hacer frente a tal erogación en el año 2016.

Obsérvese que los costos de los trabajos se manejan en Dólares Americanos o Libras Esterlinas, por lo que las previsiones financieras resultan inciertas en función de la variabilidad del tipo de cambio de dichas monedas.

a4. Potencia provista por ENARSA SA, en el marco del "Plan Generación Distribuida II" celebrado y puesto en vigencia en el mes de Julio de 2009. Condiciones para la prorroga ejercida, y previsiones de inversión y/o readecuación de los equipos propios con vistas a la finalización de estos servicios externos de apoyo.

De acuerdo a la información provista por ENARSA SA, la concesión comenzó a operar el 01/02/2010 y el contrato preveía un periodo de (3) tres años con prorroga por (2) dos años mas.
Si bien no se ha recibido comunicación oficial alguna respecto de la prorroga, de hecho la misma se ha dado a partir de Febrero del corriente año y debería finalizar en Enero de 2015.

Respecto del equipamiento provisto por la firma adjudicataria, es decir SULLAIR SA, la misma ha instalado tres (3) equipos de una potencia nominal de 5 MW por lo que el incremento de potencia instalada en la ciudad de Ushuaia fue de 15 MW a partir del 01/02/10.
Se adjuntan datos técnicos del equipamiento en Anexo 1, cuadro USINA UGT6 USHUAIA.

a5. Obras previstas para la ampliación de la capacidad productiva de la DPE: características, etapas, costos de inversión, fuentes de financiamiento identificadas y/o previstas, gestiones realizadas a la fecha para su implementación.

Respecto de las obras relacionadas con la capacidad de Generación, se destacan básicamente dos aspectos:

1) Equipos de Generación
2) Ampliación de Sala de Celdas de Media Tensión en la Central Térmica Ushuaia.

1) Equipos de Generación: Existen numerosos antecedentes que datan del año 2007 y 2008 (ver Anexo 2) en los que se mencionaba la necesidad de incorporar entre 13 y 15 MW al parque de la ciudad de Ushuaia. Finalmente, el 20 de Octubre de 2009 la Secretaría de Energía de la Nación emite la Resolución 732/09 creando el Mercado Eléctrico Mayorista de Tierra del Fuego, y el 02 de Febrero de 2010 comienzan a operar los 15 MW provistos por ENARSA en el marco del Plan Energía Distribuida II.

Esta incorporación eleva la Reserva Fría (RF) a un valor de 37 MW según se explico en el punto a3) anterior, lo que determina la necesidad actual de contar con la incorporación de un nuevo generador para el invierno de 2015, considerando que se mantengan en servicio los 15 MW provistos por ENARSA.

La incorporación de tal equipamiento fue prevista en las obras incluidas en el FIDEICOMISO AUSTRAL, bajo el punto 27) tal como se observa en la documentación adjunta en Anexo 3.

Se adjunta también en Anexo 3, nota 1139/13 del 10/05/13 en la que el Departamento Generación realiza un análisis de las obras complementarias necesarias para poder incorporar la nueva unidad generadora, destacándose la construcción de un nuevo gasoducto y planta de gas; ampliación de celdas de media tensión en la CTU, desarme del actual galpón del departamento Distribución y su relocalización fuera del predio de la actual usina, etc.

Por ultimo en el mismo Anexo 3, y a modo informativo, se agrega copia de las especificaciones técnicas que deben incluirse en la adquisición del nuevo generador.

2) Ampliación sala de celdas Central Térmica Ushuaia (CTU): junto con la necesidad de incorporar un nuevo generador a la usina de la ciudad de Ushuaia, se requiere también ampliar el equipamiento electromecánico necesario para distribuir dicho incremento de potencia. Para ello se requiere una obra civil de ampliación del actual galpón o Sala de Celdas de la CTU, incorporación de un transformador de 13,2/33 KV x 15 MVA, adquisición de 8 a 10 celdas de media tensión, protecciones electrónicas incorporadas al sistema de telecomando SCADA, etc.

Dicha obra de ampliación fue ingresada al FEDEI la cual fue aprobada según Despacho de Comisión de asuntos Técnicos N° 03/2010, codificada como TF-10-F7 por un monto de $10.026.300,00 tal como luce en Anexo 4.

A la fecha se ha realizado la adquisición del transformador 13,2/33 KV x 15 MVA mediante Licitación Publica 01/2011 con un presupuesto oficial de $ 3.100.000 adjudicada a la empresa Los Conce Transformadores.
Se adjunta en Anexo 4 el acta de recepción de dicho transformador.

b.1 Redes instaladas; descripción y estado. Esquema de mantenimiento preventivo previsto.

En Anexo 5 se muestra el resumen enviado anualmente al Consejo federal de Energía Eléctrica en el que se desagregan las longitudes de líneas tanto de baja, media y alta tensión.

A fin de interpretar los datos, en el mismo Anexo 4 se adjunta diagrama denominado "Esquema Ushuaia", en el que se observa que la generación se produce en la Central Térmica Ushuaia en un nivel de tensión de 13,2 KV, mediante los generadores TG1 a TG6 y la RR (o Rolls Royce TG7) acoplados a la barra de generación o barra de 13,2 KV.
De dicha barra de generación, salen cuatro líneas domiciliarias, denominadas L1, L3, L5 y L6 que alimentan la zona Este de la ciudad, geográficamente podría considerarse la zona comprendida desde la Avenida Yaganes hacia el Puesto Policial de la Ruta Nacional N° 3.
También se alimentan líneas industriales marcadas como L2 y L4.

De la misma la barra de 13,2 KV se alimentan dos transformadores elevadores (de 13,2 KV a 33KV) que a través de una línea subterránea de 33 KV parte desde la Usina hacia el Centro de Distribucion Laserre (CD1) ubicado en la esquina de Laserre y Magallanes. En dicho CD1 se realiza el proceso inverso, es decir se reduce nuevamente de 33 KV a 13,2 KV y parten 6 alimentadores de 13,2 KV que cubren la zona geográfica denominada Centro, que podría considerarse desde calle Kuanip hacia el Este, hasta llegar a la ya mencionada Avenida Yaganes.

Saliendo desde el CD1, prosigue una línea subterránea de 33 KV hasta llegar al CD2 ubicado en predios de Vialidad Nacional. Dicho Centro de distribución, posee características similares al CD1 y también se realiza una reducción de 33 KV a 13,2 KV y parten otros 6 alimentadores que cubren la zona comprendida al Oeste de calle Kuanip hasta la entrada al Parque Nacional.

El diagrama se completa con un futuro Centro de Distribución y un retorno (en líneas de trazo) que parte del CD3 y vuelve a la usina con un nivel de tensión de 33KV. Tanto el CD3 como el anillo en 33KV son obras proyectadas que se ampliaran en el punto b.4.

Como podrá observarse, la generación se realiza en 13,2 KV, mientras que la transmisión se efectúa en 33KV ya que las pérdidas energéticas en tramos de longitud considerable, disminuyen en la medida que se transporta en tensiones cada vez mas elevadas.
A partir de cada Centro de Distribución, se ramifican distintas líneas (o alimentadores) que trabajan en 13,2 KV y son los que alimentan a las diferentes subestaciones de 13,2 KV a 380/220 Volts es decir a la red domiciliaria de baja tensión. Actualmente se cuenta con más de 270 subestaciones esparcidas por todo el ejido urbano.

En lo que respecta al mantenimiento, el Departamento Distribución, se encuentra organizado de forma tal de realizar:

- Mantenimiento de las instalaciones existentes de baja y media tensión.-
- Obras de infraestructura eléctrica en media y baja tensión.-

Respecto a las tareas de mantenimiento en baja y media tensión, se efectúan de la siguiente manera:

1. Se cuenta con una planilla modelo donde se evalúa el estado de las instalaciones (Líneas de media tensión y sus componentes asociados, Subestaciones transformadoras aéreas y a nivel, celdas de MT etc.
2. Con dicha planilla, se inspeccionan las instalaciones a través de un Capataz y la supervisión de un Ingeniero del Departamento.-
3. Concluida las inspecciones, se evalúa si es necesario realizar mantenimientos en las instalaciones, se programa un corte que afecta a la SET involucrada y se realiza el mantenimiento en el transformador, tablero de baja tensión, celdas de MT etc.

Independientemente de las tareas que surjan del las inspecciones, también se realizan tareas que tienen que ver con el mantenimiento en lo que respecta a la reparación de cables subterráneos de media y baja tensión.

Respecto a las obras de infraestructura eléctrica (media y baja tensión) que realiza el departamento, las mismas consisten en tendido de cables subterráneos, ejecución y ensayos de empalmes y botellas terminales, ejecución de líneas aéreas, montajes de Subestaciones transformadoras, ensayos y puesta en funcionamiento de las SET y/o líneas de MT.-

Pasando ahora al Departamento Generación, el mismo tiene a su cargo la operación y el mantenimiento de dos Centros de Distribución (CD) en 33/13.2 KV cada uno con una potencia nominal de 15 MVA lo que representa en conjunto aproximadamente el 70% de la potencia de toda la ciudad de Ushuaia. Ambos CD son operados y controlados en forma remota por medio de un sistema SCADA desde la Central Termoeléctrica Ushuaia en donde funciona el Centro de Control y Operaciones de la DPE. Semanalmente, personal de las Divisiones Mantenimiento Eléctrico y Mecánico efectúan recorridas por cada CD para verificar el estado general de las instalaciones y comprobando además el funcionamiento de los sistemas de iluminación y calefacción entre otros.
Mensualmente se verifica el estado de los transformadores de 33/13.2 KV cada uno con una potencia individual de 7.5 MVA comprobando los niveles de aceite de la cuba y del conmutador bajo carga (CBC) registrando los valores máximos de temperatura alcanzado por cada equipo.
Trimestralmente se realiza una inspección sobre los compartimientos de BT de las celdas de 33 y 13.2 KV correspondientes a los sistemas de control y protección de cada campo, verificando también el estado de los gabinetes correspondientes a los equipos de comando y protección de cada transformador o línea.
Anualmente se efectúa el mantenimiento de cada transformador el cuál consiste en el lavado y desengrase de la cuba, inspección y limpieza de radiadores, comprobación del mando motor del CBC, verificación de niveles de aceite, búsqueda de perdidas, inspección del relé Bucholz, inspección del TI correspondiente a la protección de cuba, inspección de cables de MT, torqueo de conexiones, purga de aisladores, toma de muestras de aceite de los transformadores para verificar mediante ensayo la rigidez dieléctrica del mismo, verificación de protecciones propias y multifunción de cada campo. Verificación e inspección del sistema contra incendio, chequeo del equipamiento y de corresponder cambio para recarga del sistema de CO2. Mantenimiento del edificio incluyendo los sistemas de calefacción, iluminación, agua, etc.
Cada cinco años se realiza en etapas la verificación del torque de todas las uniones de barra del sistema interno de celdas en 33 y 13.2 KV para esta verificación se deben sacar de servicio los Centros de Distribución completos inspeccionando cada celda en forma individual.

b.2. Acciones administrativas y/o judiciales iniciadas en el marco del robo de las bobinas de cable de media/ata tensión, ocurrido en el predio de Vialidad Nacional en la ciudad de Ushuaia, estimación del valor de los elementos sustraídos, gestiones realizadas para su reemplazo y estado actual de las investigaciones y procesos sumarios internos iniciados.

Se formulo la denuncia por esta DPE ante el Juzgado de Instrucción N°1 del Distrito Judicial Sur ("Lepez Macías Daniel s/Denuncia de Hurto - Causa N° 26.594) constituyéndonos como parte querellante. Luego con el avance de la investigación y la documentación agregada en autos, se determina por el Poder Judicial que la competencia, para continuar con la investigación de la causa penal, es ante el Juzgado Federal Secretaría Penal Económico, así pues, se remiten las actuaciones a dicho Juzgado Federal, siendo los autos caratulados "DPE s/Denuncia s/Presunto Contrabando" Causa Judicial N° 775/2012. Actualmente se encuentra en estado de investigación penal, con secreto de sumario.-

Mediante la **Resolución DPE 365/2011** de fecha 19/10/2011 - el entonces Presidente de la DPE, suspende las actuaciones administrativas caratuladas **"s/información sumaria en relación al expediente E-201/2011** " encuadrado en el art. 95 del Decreto Nacional

1798/80 que refiere que en caso de encontrarse pendiente una causa penal por el mismo hecho que investiga la instrucción sumaria ésta deberá suspenderse hasta la resolución de aquella.-
Por el artículo 2° de la Resolución 365/2011 se pone en conocimiento al TCP la interposición de la denuncia penal por parte de la DPE en el Juzgado de Instrucción N° I del Distrito Judicial Sur por los hechos investigados y que diera lugar a la causa penal caratulada "Lepez Macias Daniel s/Denuncia" Causa N° 26.594, como así también se pone en conocimiento al TCP la presentación de esta DPE como parte querellante en la misma.

b.3 análisis del incremento de la demanda en los distintos sectores de la trama urbana de cada ciudad y su proyección para los próximos cinco (5) años, en atención a la extensión territorial y al actual proceso de densificación edilicia.

El incremento de la demanda se mantiene en una tasa de 4% anual es decir que a valores actuales representa 1,2 MW al año.

La proyección para el año 2017, de acuerdo al Cuadro USH-III.1 del Anexo 1 indica una demanda total del orden de 41 MW.

A fin de ejemplificar el crecimiento de la demanda, la misma se efectúa hacia la zona Oeste, Macizo 1000 urbanizado por el IPV, zona costera del Canal de Beagle; zona Oeste sobre la margen norte de la Avda. Héroes de Malvinas, en particular en cercanías del puesto Policial de la Ruta N°3.

En Anexo 5 se adjunta plano de la ciudad con los sectores con mayor solicitud de factibilidad de servicio.

A modo informativo se agregan en el mismo Anexo 5 ejemplos de alguna de las factibilidades más importantes que han sido solicitadas:

1. Urbanización Cementerio de Animales Sección G Mz 1000 Parcela 32ER
2. Urbanización Sección G Mz 17 Parcelas 18/19
3. Natatorio Municipal
4. Valle de Andorra (solicitudes individuales sin urbanización formal)
5. Urbanización Altos del Beban
6. Urbanización Costa de Los Yamanas
7. Urbanización del Fin del Mundo
8. Urbanización Cooperativa ARAS Santa Fe
9. Urbanización IPV macizo 1000 Segunda Etapa

Como se observa, este tipo de obras que involucra básicamente nuevas urbanizaciones, deben ser financiadas por el urbanizador, tal como lo prevé el Código de Planeamiento Urbano de la ciudad de Ushuaia en sus puntos IV.1.5.1.a) y IV.2.5.1 en lo referido a Servicios Esenciales e Iluminación de la Vía Publica. (ver Anexo 5)

Sin embargo, debe mencionarse que para que estas ampliaciones puedan implementarse, la factibilidad esta condicionada a las obras de infraestructura en 33KV, es decir a la construcción del los Centros de Distribución (CD) y enlaces subterráneos observados en el Esquema Ushuaia del Anexo 4 ya explicados en el punto b.1.

b.4. obras proyectadas en materia de ampliación de redes: características, etapas, costos de inversión, fuentes de financiamiento identificadas y/o previstas y gestiones realizadas a la fecha para su implementación.

Tal como se informara en el punto anterior b.3, las ampliaciones de redes de baja tensión se realizan básicamente con la intervención de los urbanizadores, mientras que las obras de infraestructura primaria (es decir red de 33 KV y troncales de 13,2KV) son proyectadas por

la DPE y se financian habitualmente a través del FEDEI o bien con el FIDEISCOMISO AUSTRAL.
El CD 2 ubicado en le predio de Vialidad nacional, fue inaugurado en Mayo de 2009 y a principios de 2011 se culmino con soterramiento de la línea subterránea de 33 KV que partiendo del CD2, llega al punto de emplazamiento del futuro CD3 en la zona del Macizo 1000. Ambas obras de infraestructura primaria, han sido ejecutadas con fondos del FEDEI.

Es así que en función del plano "Esquema Ushuaia" del Anexo 4 vemos que las obras proyectadas y pendientes de ejecución son básicamente tres:

1. Construcción del Centro de Distribución 3 (CD3) ubicado en el Macizo 1000 donde se están llevando a cabo las obras de construcción de edificios del Instituto Provincial de la Vivienda.
   Esta obra permitirá recibir energía en un nivel de 33KV desde el CD2, y reducir a 13,2 KV a fin de brindar factibilidad a la zona Oeste de la ciudad.
2. Construcción del CD4 ubicado en la zona de Andorra, a fin de brindar factibilidad de servicios a las urbanizaciones que ha encarado el Municipio en dicha zona.
3. Cierre de anillo en 33 KV: es decir conectar en 33 KV la Central Térmica Ushuaia (CTU) con el CD mas alejado (futuro CD3). Esta obra determinara mayor confiabilidad en el servicio eléctrico, atento a que cualquier corte en el troncal de 33 KV (por desperfectos de la línea, catástrofes naturales, etc.) permitirá que TODOS los CD se mantengan conectados a la usina.
   En la configuración actual sin el anillado, un corte de la línea de 33 KV deja fuera de servicio a todos los usuarios que se encuentren hacia el Oeste del punto de falla pues el flujo energético se desplaza desde el Este (ubicación geográfica de la CTU) hacia el Oeste.

Las dos primeras obras se encuentran incluidas y aprobadas en el Fideicomiso Austral y sus montos, sobre finales del año 2012 ascendían a $ 29.000.000,00 y $ 19.000.000,00 respectivamente.

b.5 estado de gestión del proyecto de interconectado en tres (3) etapas anunciado en el marco del Consejo Federal de Energía: características del proyecto, etapas, montos estimados de inversión, resultados esperados, cronograma previo de obras y/o acciones para su efectiva implementación.

En Anexo 7 se adjunta la información actualizada disponible a la fecha.

c.1. destino asignado a los fondos adicionales resultantes del último incremento de tarifas, aprobado y aplicado mediante Decreto Provincial N° 3211/11, con indicación expresa a la formulación, gestión o ejecución de proyectos de inversión relacionados con el mejoramiento de la capacidad de producción y/o distribución de energía eléctrica.

c.2 estudios o análisis preliminares respecto a la evolución futura de tarifas de energía eléctrica, con indicación expresa a la afectación de cualquier eventual incremento a la formulación, gestión o ejecución de proyectos de inversión relacionados con el mejoramiento de la capacidad de producción y/o distribución de energía eléctrica.

Respecto del análisis de las modificaciones de los regimenes tarifarios, tanto el implementado mediante Decreto 3211/11, como el que se encuentra en proceso de aplicación (y del cual se adjunta en Anexo 6, la fundamentación efectuada por el Departamento Planificación y Costos) debe manifestase que en líneas generales, dichos reajustes no se realizan con el fin de disponer de excedentes financieros para concretar nuevas obras de infraestructura primaria, sino que permiten adecuarse al incremento de costos corrientes, teniendo en cuenta que por ejemplo, el insumo básico de la generación

como es el combustible gaseoso, debe ser adquirido por la DPE con valores en dólares, el cual ha sufrido un aumento del 23% desde el ultimo cambio tarifario a la fecha.

También debe tenerse en consideración los costos referidos a los mantenimientos de los equipos de generación informados en el punto a.3 donde se mencionaron cifras que oscilan entre U$D 1.300.000 y U$D 3.000.000, lo que demuestra que el mercado eléctrico se encuentra dolarizado.

FOLIO 9
FOLIO No 13

Anexo 1

SIEyE

Cuadro USH-III.1
Proyección de la demanda máxima nivel generación

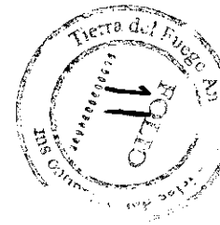
Sistema Aislado Fueguino
Localidades: Ushuaia, Río Grande y Tolhuin

Año	Demanda máxima de potencia (MW)			
	Ushuaia	Río Grande	Tolhuin	Total
2003	23.15	26.13	0.69	49.97
2004	24.03	27.35	0.73	52.10
2005	25.07	28.59	0.76	54.42
2006	26.15	29.86	0.79	56.81
2007	27.29	31.18	0.82	59.29
2008	28.37	32.34	0.86	61.57
2009	29.51	33.53	0.89	63.93
2010	30.70	34.75	0.92	66.37
2011	31.95	35.99	0.96	68.90
2012	33.25	37.27	0.99	71.51
2013	34.61	38.58	1.03	74.22
2014	36.03	39.93	1.07	77.02
2015	37.51	41.30	1.11	79.93
2016	39.06	42.71	1.15	82.93
2017	40.68	44.16	1.20	86.05

Fuente: Elaboración SIEyE.

CENTRAL TERMOELECTRICA USHUAIA: DATOS IDENTIFICATORIOS DE TURBOGENERADORES EN SERVICIO

	TG1	TG2	TG3	TG4	TG5	TG6	TG7
TURBINA	Mod.CENTAURO 40 Version - T4501 I D: Nº - EC4701 -0 Serial NºOHA06-4720 C Power (G/L) 3108 KWISDODRY RPM - 14951	Mod.CENTAURO 40 Version - T4501 I D: Nº - EC4501 - 80 - D Serial Nº4285C53 RPM - 14951	Mod.CENTAURO 40 Version - T4501 I/D Nº EC4501-80-G Engine P/N-173005-600 Serial Nº 3001099 POWER - 3108 kw ISO DRY RPM - 14951	Mod.CENTAURO 40 Version - T4501 I D: Nº - EC4501 - 80 - D Serial Nº4603 C POWER - 3515 KWISIDRY RPM - 14951 T5 1170	Mod:TORNADO - 55 Project Nº 93925-001 Serial Nº S540/01 GG Nº RT213 PT Nº RT212 KW - 6540 RPM - 11085	Mod:TORNADO - 55 Project Nº 93925-002 Serial Nº S540/02 GG Nº RT212 PT Nº RT211 KW - 6540 RPM - 11085	Mod. COBERRA 6562 Project Nº 93925-001 GG Nº 1786G475 PT Nº 1040RT KW - 28337 RPM - 4810
CAJA	ASSEMBLY - 116590-9104 Serial - 84 - 020 Rated Output Speed 1500	ASSEMBLY - E116590-9104 Serial - 87 -33 Gear Type - EPICYCLIC Rated Imput Speed - 14951 Rated Output Speed - 1500	ASSEMBLY - 116590-106-940 Serial -G 89 -041 Rated Over Speed - 1500	ASSEMBLY - 136600-104 Serial - J94 -7517 EPICYCLIC Ratio - 9,962406 Rated Power - 6100 HP Rated Output Speed - 1500 Rated Imput Speed - 14944 Overload Factor 1,1	Work Nº 201960 S/N 64 R.Power 8580 KW Purch: Item E13933 It 7 Type STAR Size AS G32 Ratio 7,368:1 Input Speed 11053 Output Speed 1500	Work Nº 201950 S/N 64 R.Power 8580 KW Purch: Item E13933 It 7 Type STAR Size AS G32 Ratio 7,368:1 Input Speed 11053 Output Speed 1500	Allen Gears S/N 11175
GENERADOR	Serial 315884 Type SAP Frame - 21120 - 39 KW 2500 KVA 3125 RPM 1500 V 43,200 - A 136,7	Serial 319883 Type SAP Frame - 21120 - 39 KW 2500 KVA 3125 RPM 1500 V 43,200 - A 136,7	S/N - 922891 Type SAB Frame - 21120 - 37 KW 3500 V 13200 - A 191 RPM 1500 - 3PH Wire 6 - CLF - PF 0,80 Duty Cont. Solar P/N - 186948 - 2 07/92	S/N - 941063-01 Type SAB Frame - 2110 - 34 KW 3500 KVA 4375 RPM 1500 V 13200 - A 191 RPM 1500 - 3PH Wire 6 - CL.F - PF 0,80 Duty Cont. Solar P/N - 1009399 - 1	S/N L41210001 KWA 7730 V 13800 - A 323 RPM 1500 - 3PH PF 0,80	S/N L41210002 KWA 7730 V 13800 - A 323 RPM 1500 - 3PH PF 0,80	P.E.M. Nº GOX 262408 FRAME SIZE SET 125/405 CJ KW 28000 KVA 35000 V 13800 -A 1464 RPM 1500 3 PH Wire 6 CL.F - PF 0,80 Duty Cont.
COMBUSTIBLE	**DIESEL/GAS**	**DIESEL/GAS**	**GAS**	**DIESEL/GAS**	**DIESEL/GAS**	**DIESEL/GAS**	**DIESEL/GAS**



CONDICIONES DE OPERACION

	indicadas al 26/8/2013		Reales al 26/8/2013		Equivalentes		
	hs	arr	hs	arr	hs	Hs Overhaul	%
Tg1	45253	1034	4811	687	25421	30000	85%
tg2	56004.942	3483	7900	513	23290	30000	78%
Tg3	46577	1886	3453	759	26223	30000	87%
Tg4	30050	2772	5757	910	33057	30000	110%
Tg5	57128.97	531	623	75	1372.97	40000	3%
Tg6	51452.24	465	51452	465	56102.24	40000	140%
Tg7	90836	325	45136	45	46486	25000	186%

USINA UGT6 - USHUAIA
(3 x TAURUS T60 @ 13,2 kVolts)

CONSUMO ESPECIFICO DE COMBUSTIBLE y HEAT RATE
(Para la Usina en conjunto)

		Potencia por Unidad generadora [kW][1]	Cantidad Total de Unidades Generadoras	Potencia Total en bornes de Unidades Generadoras [kW][1]	Cargas Parásitas Totales [kW]	Potencia Total en el punto de conexión [kW]	Consumo de Combustible por Unidad Generadora [litros/hr][2][3]	Consumo de combustible total [litros/hora][2][3]	Poder calorífico inferior [kcal/litro]	Power input [kcal / hr][2]	Conversión kcal a kW-h	Power Input [kW][2]	Eficiencia [%][2]	Heat Rate [kJ/kW-hr][2]	Consumo específico de la Usina (Litros/kW-hr)[2]
EN DIESEL	De Abril a Septiembre	5066	3	15.196	141,47	15.055	1783	5.350	8598	45.991.777	0,0011628	53.469	28,19%	12772	0,3554
	De Octubre a Marzo	4913	3	14.740	141,43	14.599	1756	5.269		45.235.931	0,0011628	52.600	27,75%	12971	0,3609

[1] Máxima potencia eléctrica en régimen continuo a carga constante, medida en bornes del alternador

[2] Consumo para combustible líquido Diesel A2, con densidad = 0,86 kg/litro, poder calorífico = 10100 kcal/kg y demás características de acuerdo con lo especificado en la Especificacion de Solar Specification. ES 9-98 m

[3] Solo se garantiza el consumo de combustible correspondiente a los equipos funcionando al 100% de su potencia nominal

		Potencia por Unidad generadora [kW][1]	Cantidad Total de Unidades Generadoras	Potencia Total en bornes de Unidades Generadoras [kW][1]	Cargas Parásitas Totales [kW]	Potencia Total en el punto de conexión [kW]	Consumo de Combustible por Unidad Generadora [m^3/hr][3][4]	Consumo de combustible total [m^3/hora][3][4]	Poder calorífico inferior [kcal/m^3]	Power input [kcal / hr][4]	Conversión kcal a kW-h	Power Input [kW][4]	Eficiencia [%][4]	Heat Rate [kJ/kW-hr][4]	Consumo específico de la Usina [m^3/kW-hr][4]
EN GAS	De Abril a Septiembre	5169	3	15.507	141,50	15.426	1848	5.545	8400	46.578.737	0,0011628	54.158	28,48%	12639	0,3595
	De Octubre a Marzo	5033	3	15.100	141,46	14.959	1820	5.460		45.866.366	0,0011628	53.332	28,05%	12835	0,3650

[1] Máxima potencia eléctrica en régimen continuo a carga constante, medida en bornes del alternador

[3] Solo se garantiza el consumo de combustible correspondiente a los equipos funcionando al 100% de su potencia nominal

[4] Consumo para combustible Gas Natural con poder calorífico inferior (LHV) = 8400 kcal/m3 y demás características de acuerdo con lo especificado en la Especificacion de Solar Specification. ES 9-98 m

000078

LUIS A. ALLIEVI
APODERADO
SULLAIR ARGENTINA S.A.

FOLIO 14
FOLIO 18

Anexo 2

CONCLUSION

Es recomendable mantener controlados mediante boroscopía y análisis de vibraciones cada 8000 Hs a los TG1, TG2, TG3 y TG4.

Programar el retrofit de los sistemas de control de TG1 a TG4 en la medida que las disponibilidades de recursos lo permitan en el mediano plazo.

Durante una visita efectuada a la Central Termoeléctrica Ushuaia por parte de técnicos de la firma Solar, estos insistieron en la conveniencia del cambio de los sistemas de control dada la discontinuidad en la provisión de repuestos.

Esta discontinuidad ya se está haciendo notar, durante el año 2006 se requirieron repuestos para el sistema de monitoreo de fuego y gas que no fueron enviados por estar discontinuados, este sistema tiene un valor aproximado al 30% del retrofit en cada máquina que en total tendría un valor de U$S 400000 por unidad.

1b) TURBOGRUPOS EGT

TG5: En Noviembre de 2005 se realizó una inspección boroscópica, en la misma se detectó pérdida de recubrimiento de la cámara de combustión y alabes de la primera etapa de turbina y deformaciones leves de los bordes de ataque y fuga de los alabes de la etapa caliente. Si bien estos desperfectos no son graves, son la primer etapa del proceso de deterioro, que se irá acelerando con las horas de servicio. Lecturas tomadas durante una posterior medición de vibraciones llevada a cabo en diciembre de 2005 arrojaron resultados dentro de lo normal para un equipo en estas condiciones. Esta máquina ha excedido en un 15% el tiempo de funcionamiento recomendado para el mantenimiento clase "C" ; 48000 Hs.

TG6: En Noviembre de 2005 se realizó una inspección boroscópica, en la misma se detectaron desperfectos similares a los de la unidad TG5, indicando condiciones muy parecidas. Lecturas tomadas durante una posterior medición de vibraciones llevada a cabo en diciembre de 2005 arrojaron resultados también dentro de lo normal para un equipo en estas condiciones. Ya ha excedido las horas de funcionamiento para ser sometida a mantenimiento clase "C" en un 5%. Además durante el periodo 2006/7, su funcionamiento ha evidenciado una pérdida de rendimiento del compresor, lo cual limita su potencia.

CONCLUSION

Ambas máquinas deben ser sometidas a overhaul, con mayor urgencia la TG6. Mientras se mantengan en servicio es recomendable efectuar una boroscopía y análisis de vibraciones cada 2000Hs para tratar de detectar con anticipación cualquier anomalía que pueda derivar en una falla catastrófica.

1c) TURBOGRUPO ROLLS ROYCE

Ha cumplido 42596 Hs. de marcha, superando ya holgadamente la cantidad de horas de servicio recomendadas por el fabricante, que es de 24000 Hs, (78 %) para el overhaul del generador de gases.. Si bien hasta el momento la máquina no presenta señales que indiquen potenciales problemas, es necesario tener en cuenta que no es posible realizar los trabajos sobre el motor en el sitio, siendo necesario enviar éste a alguno de los talleres autorizados por el fabricante en Canadá o Escocia.

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-170/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar o director@dpe.com.ar

Al respecto cabe aclarar que a la fecha se han iniciado los tramites para la reparación de la misma, estando previsto para Febrero/08 el comienzo de los trabajos, los cuales se extenderán hasta Mayo/08 momento en que se reinstalará el motor enviado a Escocia para su reparación. Durante el periodo de reparación de aproximadamente 3 meses, esta previsto la instalación de un motor alquilado, de manera que la TG7 se mantenga operativa.

2) Reparación de la TG7

Al realizar el mantenimiento de la turbina RR, la misma queda fuera de servicio, la potencia instalada se reduce a 23520 KW y será entregada por el siguiente equipamiento:

Cuadro 2

TG1	2884 KW	TG2	2884 KW	TG3	2884 KW
TG4	3268 KW	TG5	6000 KW	TG6	5600 KW

Para la estimación de consumos durante el año 2008, se han tomado los valores de 2007 y se a proyectado un aumento de 8,3%. En la Figura 1 se observa el consumo diario, y una recta de potencia firme de 23520 KW que se suministraría con el parque antes mencionado. También se incorpora al gráfico en su parte inferior, el déficit de potencia, o sea la diferencia entre la demanda y la potencia firme instalada.

Es decir que saliendo de servicio la RR, a partir del 6 de Febrero aproximadamente será necesario realizar cortes parciales, o bien incorporar un generador extra al sistema.

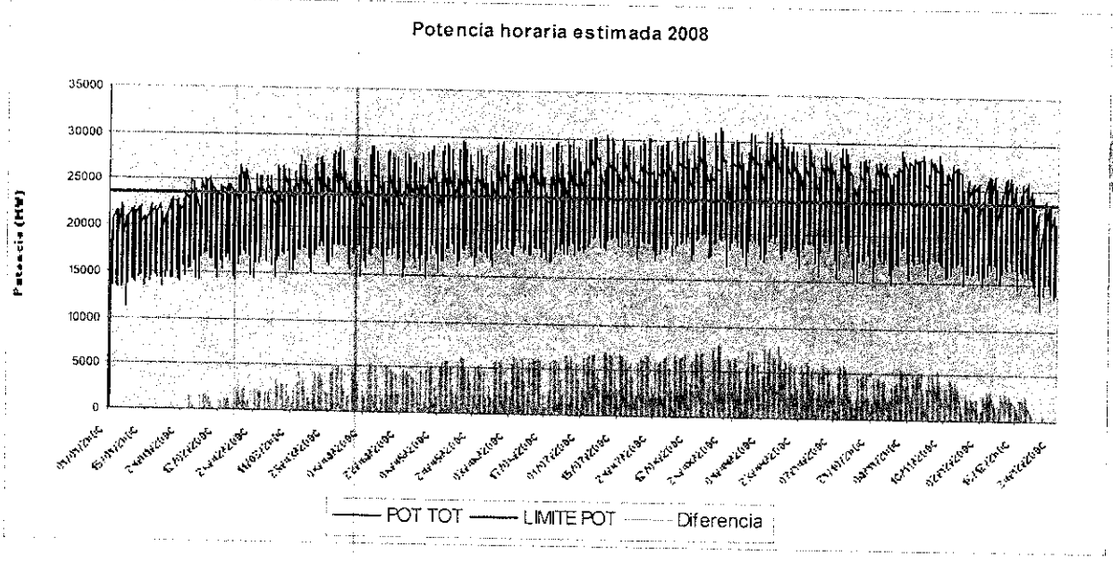
Dado que está previsto realizar la reparación de la RR (TG7) durante el periodo comprendido entre Febrero y Mayo de 2008, se considera critica la semana inicial y la semana final de dicho período en las cuales la RR saldrá **inevitablemente** de servicio, mientras que en el resto del tiempo, se utilizará una turbina alquilada para mantener la TG7 en funcionamiento.
Las semanas indicadas como criticas, requerirán de una potencia extra que se ubicará entre 1,5 y 3 MW en la semana correspondiente a Febrero, y aumentará a 5 o 6 MW en la semana del mes de Mayo. En caso de no contarse con dicha potencia extra, deberán realizarse cortes programados a fin de reducir la demanda en valores similares a los mencionados.

Se informa además, que realizando el mantenimiento de la TG7, la Central Térmica Ushuaia, aún se mantiene critica desde el punto de vista de la potencia firme, ya que la misma sigue siendo de 23520 KW y una salida de servicio de la TG7, ya sea por falla catastrófica, falla menor o simplemente mantenimiento rutinario, coloca a la central muy por debajo de la potencia demandada, en particular durante los meses de invierno. De la Figura 1 se observa que la peor condición se estima para los meses de Agosto y Septiembre, donde el déficit de potencia rondará los 8000 KW. Dicha condición critica cesa recién en la ultima semana de Diciembre de 2008 y se mantiene solo hasta Enero de 2009.

Cabe esperar que la realización del mantenimiento de la TG7 lleve prácticamente a cero la posibilidad de una falla catastrófica en la misma, pero no quedamos exentos de la aparición de una falla momentánea, e incluso una salida de servicio por cuestiones de mantenimiento, lo que pondría a la ciudad en condiciones de cortes parciales cuya magnitud dependerá de la hora en que se produzca dicha parada.

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-170/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar o director@dpe.com.ar

Figura 1



3) Evolución de la demanda de Generación

Durante el año 2002, la consultora SIEyE realizo un trabajo sobre el sistema eléctrico de la provincia de Tierra del Fuego, resultando la siguiente proyección de demanda:

SIEyE

Cuadro I.1.1
Proyeccion de la demanda máxima nivel generación

Sistema Aislado Fueguino
Localidades: Ushuaia, Río Grande y Tolhuin

Año	Demanda máxima de potencia (MW)			
	Ushuaia	Río Grande	Tolhuin	Total
2003	23.15	26.13	0.69	49.97
2004	24.03	27.35	0.73	52.10
2005	25.07	28.59	0.76	54.42
2006	26.15	29.86	0.79	56.81
2007	27.29	31.18	0.82	59.29
2008	28.37	32.34	0.86	61.57
2009	29.51	33.53	0.89	63.93
2010	30.70	34.75	0.92	66.37
2011	31.95	35.99	0.96	68.90
2012	33.25	37.27	0.99	71.51
2013	34.61	38.58	1.03	74.22
2014	36.03	39.93	1.07	77.02
2015	37.51	41.30	1.11	79.93
2016	39.06	42.71	1.15	82.93
2017	40.68	44.16	1.20	86.05

Fuente: Elaboración SIEyE

Claramente se observa una estimación menor a la que realmente ocurrió, dado que durante 2007 se alcanzo un pico de 29,1 MW respecto de los 27,29 MW esperados.

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-170/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar o director@dpe.com.ar

La evolución de la potencia máxima demandada durante los cuatro últimos años, fue la siguiente:

Año	Potencia pico (KW)	Aumento (%)
2004	22500	
2005	24700	9.8
2006	26570	7.6
2007	29000	9.1

Considerando un promedio entre los dos últimos porcentajes, se prevé un crecimiento de 8,3% para el 2008, lo que llevaría la demanda de pico a 31,4 MW. Este valor puede considerarse muy conservador, dado que existen solicitudes de conexión de grupos económicos relacionados con la industria y el turismo. A modo de ejemplo se mencionan:

Hotel Sheraton
Casino Club
Shopping Baires Proyect SA
Ampliación Puerto Ushuaia

Suponiendo un crecimiento sostenido de 8,3 % en los valores de demanda máxima, la proyección al 2010 indica:

Año	Potencia pico (KW)	Aumento (%)
2008	31400	8.3
2009	34000	8.3
2010	36800	8.3

En este momento, la capacidad de generación firme (definida como la potencia total instalada menos el equipo de mayor potencia) de la Central alcanza los 23520 KW según se desprende de los Cuadros 1 y 2 mostrado más arriba.

Como es evidente, ésta potencia es insuficiente para garantizar el suministro, ya que en caso de ser necesario retirar de barras, aunque sea momentáneamente la TG7 Rolls-Royce, será imposible mantener la totalidad del servicio, salvo por intervalos breves. En caso de que la TG7 RR quede fuera de servicio por plazos más o menos prolongados (mayores a un día), la situación es aún más comprometida, sobre todo teniendo en cuenta que de las máquinas de respaldo, solo las TG1, TG2, TG3 y TG4, con una potencia combinada de 11920 KW, están en condiciones de prestar servicio confiable por períodos prolongados. El saldo de la potencia de reserva (TG5 y TG6 con 11600 KW) depende de máquinas que ya han superado las horas de servicio recomendadas por sus fabricantes, por lo que su confiabilidad es cada vez menor.

Considerando esta situación, así como el status de generador aislado de la Central Termoeléctrica Ushuaia, se hace necesario agregar potencia al parque de la central, (que debió haber entrado en servicio en enero del 2006 de acuerdo a las estimaciones del estudio de la consultora SIEyE) a fin de restablecer la relación entre potencia demandada y potencia instalada.

De la última tabla, para llegar hasta el año 2010 con una reserva mínima, se requiere incorporar una potencia de por lo menos:

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-170/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar o director@dpe.com.ar

FOLIO 21

FOLIO 25

36800 KW – 23520 KW = 13280 KW

Dados los tiempos que insume la compra y comisionamiento de máquinas de este tipo, es improbable que se encuentre disponible antes de mediados de 2009, por lo que la instalación de esta potencia solucionaría la situación a lo sumo por un año, luego de lo cual habría que comenzar el proceso nuevamente, a menos que para esa fecha se encuentre concluida la obra de interconexión entre Ushuaia y Río Grande.

Claramente la potencia y, relacionado con ella, el precio del equipo, estén condicionados por el financiamiento disponible más que por lo técnicamente recomendable, pero es opinión de este Departamento que la potencia mas adecuada estaría en el entorno de los 15 MW.

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-170/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar o director@dpe.com.ar

FOLIO 27

FOLIO 26

ANEXO 2

CENTRAL TERMOELECTRICA USHUAIA

PLAN DE CONTINGENCIAS

OBJETIVO

El presente plan de contingencias tiene como objetivo determinar las opciones de despacho de carga y equipos generadores a emplear en caso de producirse acontecimientos que impliquen la imposibilidad de satisfacer el total de la demanda., que para el año 2008 se estima en 31 MW.

ALCANCE

Este plan contempla solo los casos en que los inconvenientes sean debidos a fallas técnicas en los equipos de generación.

MODALIDAD ADOPTADA

Los análisis posteriores se realizan bajo alguna de las tres condiciones siguientes:

- Condición 1: sale de servicio el grupo TG-7, con lo que queda reducida la potencia de la Central a 23.5 MW.
- Condición 2: continúa fuera de servicio el grupo TG-7, y sale de servicio uno de los grupos Solar, restando 3 MW adicionales a la potencia de la Central, llevando la potencia disponible a 21 MW
- Condición 3: con el grupo TG-7 fuera de servicio sale de servicio uno de los grupos EGT, llevando la potencia disponible a 18 MW.

El criterio establecido para la restitución del servicio ante una de las condiciones anteriores es la siguiente:

Inicialmente se energizará el Hospital y Clínica, luego si la potencia disponible lo permite se energizaran las líneas residenciales y finalmente las Líneas Industriales.

Una vez repuesto el sistema, con las limitaciones mencionadas, se informará a Dirección y Presidencia la duración estimada de la reparación de los generadores dañados. Si la misma se extendiera por un periodo mayor a 24 hs, el plan de acción, previa aprobación de Presidencia será:

1. Mantener el suministro en Hospital y Clínica (Línea 1)
2. Restablecer el suministro a sectores industriales con los que se haya establecido previamente una límite máximo de consumo. (Líneas 2 y 4 correspondientes a VINISA y Línea 5 correspondiente al Parque Industrial desde Usina hacia las 640 Viviendas). Se ajustaran las protecciones eléctricas de la central, a efectos que los usuarios sean desconectados automáticamente si superan el consumo pautado.
3. Mantener parcialmente el suministro de Líneas con consumo residencial y comercial realizando cortes rotativos de 1 hora como máximo. La definición de cuantas líneas simultáneamente serán

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-170/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar o director@dpe.com.ar

interrumpidas, no puede definirse a priori dado que depende de las Condiciones 1 a 3 enunciadas inicialmente.

NOTA: Se informa que dada las distribuciones actuales de las Líneas de media tensión, las mismas no permiten ingresar o sacar del sistema puntos críticos como: Colegios, Centros Periféricos, Supermercados, etc., de manera que los mismos son considerados residenciales dentro del presente Plan de Contingencia.

Por las mismas causas recién explicadas, es necesario aclarar que para las líneas industriales un solo usuario que no respete el límite máximo impuesto, hará que la línea salga de servicio penalizando a todos los usuarios que respetaban el límite pautado. Con la tecnología que contamos, no estamos en condiciones de determinar que usuario provoca la salida de servicio.

4. Establecimientos que dispongan de autogeneración: para éstos casos, deberá acordarse con cada uno de ellos (Ver Anexo 1) el horario en que deberán desconectarse de la red y trabajar de forma autónoma. El no cumplimiento de este requisito puede acarrear la desconexión automática de toda la línea penalizando al resto de los usuarios. Con la tecnología que contamos, no estamos en condiciones de determinar que usuario provoca la salida de servicio.

5. En los casos en que se apele a cortes rotativos, se dejara una reserva rotante de 1 MW a los efectos de que el sistema no colapse al momento de energizar una línea.

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-170/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar o director@dpe.com.ar

OBRA: AQUISICION GENERADOR CENTRAL TERMICA USHUAIA.

El continuo e importante crecimiento que experimenta la ciudad de Ushuaia, traducido en el sensible aumento de la población (ver Grafico 1), la construcción de grupos habitacionales por parte del Instituto Provincial de la Vivienda, la construcción de nuevos edificios relacionados con la actividad turística, etc; han provocado un incremento sostenido en la demanda de energía eléctrica, tal como se observa en el Gráfico 2:

Grafico 1

Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Poblacion	45,600	47,430	49,286	51,172	53,096	55,063	57,057	59,094	61,166	63,280	65,424	67,604	69,827	72,076	74,365
Crecimiento		4.0%	3.9%	3.8%	3.8%	3.7%	3.6%	3.6%	3.5%	3.5%	3.4%	3.3%	3.3%	3.2%	3.2%

Grafico 2

Año	Energia Generada (KWh)	Crecimiento	Pot pico (KW)	Crecimiento
1999	96018712		18150	
2000	112478290	17%	20400	12%
2001	120221456	7%	22800	12%
2002	110078697	-8%	19700	-14%
2003	120221456	9%	22150	12%
2004	132899203	11%	22553	2%
2005	146520263	10%	24548	9%
2006	157044001	7%	26570	8%
2007	172530999	10%	29008	9%

Salvo el año 2002, en el que la actividad disminuyo por los acontecimientos de Diciembre de 2001, el resto del tiempo se nota un crecimiento sostenido de la demanda.
Si proyectamos el crecimiento de la potencia de pico demandada, a un 8% anual, e introducimos el parque instalado, se pueden calcular diferentes parámetros que nos orientan en la adquisición de un nuevo generador. Ver Grafico 3.

Estos parámetros se definen a continuación:

Potencia Base: es la suma de las potencias de las máquinas que se encuentran en marcha permanente durante el año analizado.

Potencia Instalada: es la suma de todas las potencias de las maquinas disponibles en la CTU.

Potencia firme: es la Potencia Instalada menos la maquina de mayor potencia. Este valor es de suma importancia ya que define que potencia es posible entregar al sacar de servicio POR CUALQUIER MOTIVO la maquina de mayor envergadura.

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

Potencia Máxima: son los valores reales medidos hasta el año 2007 y de allí en adelante se estima un crecimiento de 8% anual. Estos valores se dan entre Julio y Septiembre de cada año.

Diferencia Crítica: es la diferencia entre la Potencia Firme y la Potencia Máxima. *En caso que la misma resultara negativa, significa que al salir de servicio la maquina de mayor potencia,* ***la central no es capaz de suministrar la potencia demandada.***

Diferencia Potencia Base: es la diferencia entre la Potencia Base y la Potencia Máxima. Un valor negativo indica que además de las maquinas que componen la Potencia Base, es necesario poner en marcha las maquinas de menor potencia.

Grafico 3

Año	TG1	TG2	TG3	TG4	TG5	TG6	TG7	TG8	Pot. Base	Pot Instalada	Pot. Firme	Pot. Maxima	Diferencia Critica	Dif. Pot. Base
1999	3000	3000	3000	3000	6000	6000			18000	24000	18000	18150	-150	-150
2000	3000	3000	3000	3000	6000	6000			18000	24000	18000	20400	-2400	-2400
2001	3000	3000	3000	3000	6000	6000			18000	24000	18000	22800	-4800	-4800
2002	3000	3000	3000	3000	6000	6000	26800		26800	50800	24000	19700	4300	7100
2003	3000	3000	3000	3000	6000	6000	26800		26800	50800	24000	22150	1850	4650
2004	3000	3000	3000	3000	6000	6000	26800		26800	50800	24000	22553	1447	4247
2005	3000	3000	3000	3000	6000	6000	26800		26800	50800	24000	24548	-548	2252
2006	3000	3000	3000	3000	6000	6000	26800		26800	50800	24000	26570	-2570	230
2007	3000	3000	3000	3000	6000	6000	26800		26800	50800	24000	29008	-5008	-2208
2008	3000	3000	3000	3000	6000	6000	26800		26800	50800	24000	32000	-8000	-5200
2009	3000	3000	3000	3000	6000	6000	26800		26800	50800	24000	34560	-10560	-7760
2010	3000	3000	3000	3000	6000	6000	26800		26800	50800	24000	37325	-13325	-10525
2011	3000	3000	3000	3000	6000	6000	26800	30000	56800	80800	50800	40311	10489	16489
2012	3000	3000	3000	3000	6000	6000	26800	30000	56800	80800	50800	43536	7264	13264
2013	3000	3000	3000	3000	6000	6000	26800	30000	56800	80800	50800	47018	3782	9782
2014	3000	3000	3000	3000	6000	6000	26800	30000	56800	80800	50800	50780	20	6020
2015	3000	3000	3000	3000	6000	6000	26800	30000	56800	80800	50800	54842	-4042	1958
2016	3000	3000	3000	3000	6000	6000	26800	30000	56800	80800	50800	59230	-8430	-2430
2017	3000	3000	3000	3000	6000	6000	26800	30000	56800	80800	50800	63968	-13168	-7168
2018	3000	3000	3000	3000	6000	6000	26800	30000	56800	80800	50800	69086	-18286	-12286
2019	3000	3000	3000	3000	6000	6000	26800	30000	56800	80800	50800	74612	-23812	-17812

Potencias expresadas en KW.

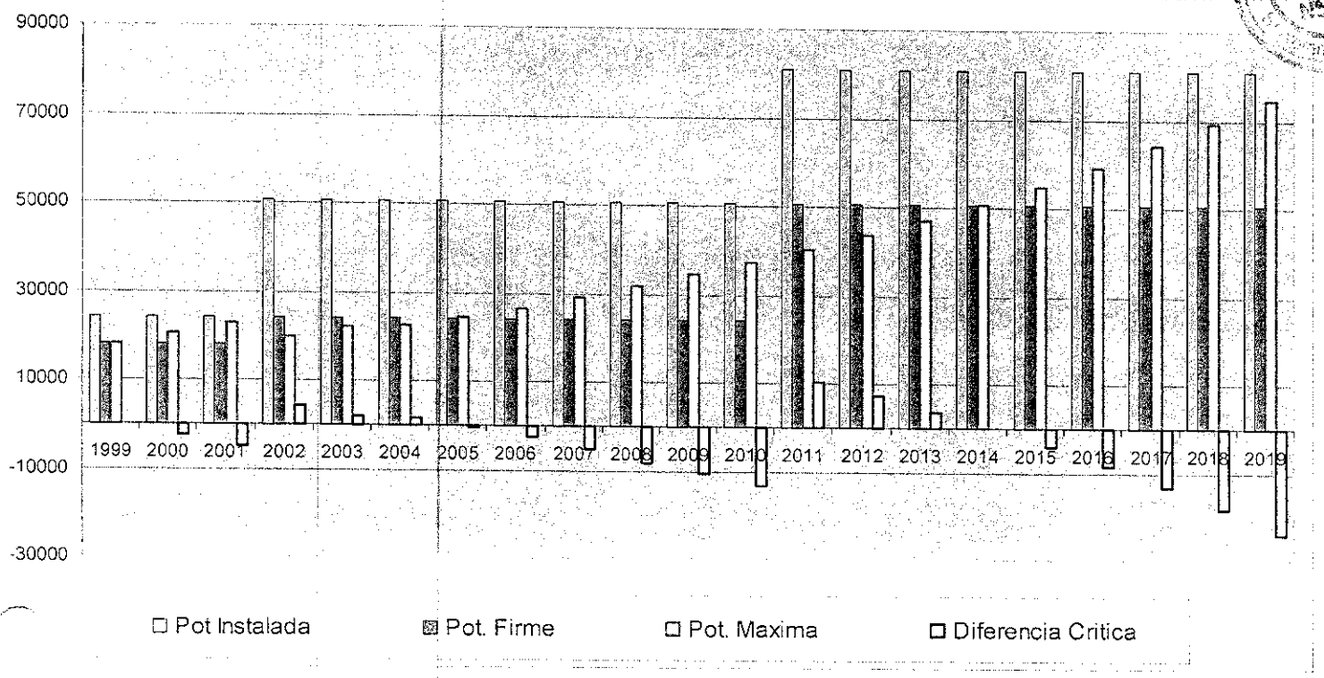
En la confección del Gráfico 3, se ha previsto que la nueva máquina (TG8) entre en servicio antes del invierno de 2011, es decir se dispone de 36 meses a partir de la emisión del presente documento. Este tiempo incluye los procesos de licitación, adjudicación e instalación.

El modulo propuesto es de 30000 KW ya que permite un horizonte de 4 años (desde 2011 a 2014) en el que la Diferencia Crítica se mantiene positiva.

Los valores del Gráfico 3 se vuelcan en la Figura 4, y de la misma se concluye que desde el año 2005 nos encontramos con una Diferencia Critica negativa es decir que la salida de servicio de la TG7, por cualquier motivo (previsto o imprevisto) implica la necesidad de cortes de suministros a diferentes zonas de la ciudad. Esto se agrava en la medida que pasa el tiempo de manera que los 36 meses mencionados en párrafos anteriores deberían minimizarse a los efectos de evitar la posibilidad de interrupción del servicio.

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

Figura 4



Se torna importantísimo recalcar que la condición de Diferencia Critica negativa, que comenzó en 2005 y se mantendría hasta 2010 inclusive, genera la probabilidad de cortes rotativos, tal como sucedió en Febrero de 2008, momento en que se realizó el overhaul de la TG7 y durante 4 días debieron efectuarse cortes de 2 a 3 hs. en cada uno de los 10 sectores de la ciudad.

Si bien el hecho fue traumático para la sociedad en general, es conveniente notar que la época del año ayudó a paliar la situación. En efecto, si se produjera la salida de servicio de la TG7 en época invernal, en la que la luz solar solo se hace presente entre las 9:30 y las 17:00 hs y las temperaturas llegan a –5° centígrados, los perjuicios y dificultades en cuanto a la iluminación y calefacción serian notoriamente mayores.
Las proyecciones para los meses de Julio/Agosto de 2008 indican que la salida de servicio de la TG7 provocaría interrupciones de servicio desde las 9:00 a las 24:00 hs. con picos de 4 MW (12% de la demanda) al medio día, y picos de 9 MW (28% de la demanda) a las 20 hs.

Por todo ello es que se considera URGENTE la necesidad de adquirir un equipo de las características mencionadas (30 MW) en un plazo lo mas reducido posible. También vale recordar que, según las proyecciones de la Figura 4, si no se realiza ningún aporte energético al sistema, para el 2014, es decir de aquí a solo 6 años, ***SE TORNARÍA IMPOSIBLE ABASTECER***

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

FOLIO 27
FOLIO 31

Anexo 3

Los fondos se integrarán mensualmente con la liquidación de las regalías correspondientes a dicho período. Esta obligación sólo será exigible una vez constituido el Fideicomiso aludido y durante el plazo total de su vigencia.

4.3. Se incluye expresamente a los territorios de la Cuenca de Malvinas y otros que se hallan en disputa de soberanía, como se indica en el Artículo 2º.

4.4. El ESTADO NACIONAL dictará, a través de los funcionarios competentes, todos los actos, disposiciones y reglamentaciones que fueren necesarios para hacer cumplir el presente ACUERDO y se compromete a realizar sus mejores esfuerzos para que todo organismo o jurisdicción del Gobierno Nacional ejecute toda acción que requiera el cumplimiento de los objetivos pactados.

4.5. El "FIDEICOMISO AUSTRAL" tendrá el plazo de duración inicial de DIEZ (10) años, sin perjuicio de lo cual el mismo podrá ser prorrogado de común acuerdo por las PARTES, por el plazo que resulte compatible con los compromisos financieros asumidos por el respectivo fondo.

4.6. Los aportes que las PARTES se comprometen a afectar con el fin de dar cumplimiento al CONVENIO y a lo previsto en el presente ACUERDO, quedarán irrevocablemente afectados a garantizar los pagos requeridos para solventar la ejecución de las obras previstas en el presente ACUERDO

ARTÍCULO 5º.- DEFINICIÓN Y DESCRIPCIÓN PRELIMINAR DE LOS PROYECTOS DE OBRAS.

Los fondos obrantes en el fideicomiso serán afectados a la ejecución exclusiva de las siguientes obras, sin perjuicio de las que se agregaren posteriormente:

Obras Viales:

1) Apertura de enlace entre la Ruta Complementaria Provincial 23 (La Correntina) desde la zona de las Lengas y la Ruta Complementaria Nacional "a" (San Pablo)
2) Pavimentación de las Rutas Provinciales 9 y 18 (circuito de las estancias)
3) Apertura Ruta Provincial nº 30 (entre Baliza Escarpado y Río Remolino)

Obras Infraestructura Hospitalaria:

4) Ampliación 1ª Etapa: Consultorios Externos Hospital Regional Ushuaia.
5) Ampliación 2ª Etapa: Salud Mental y Enfermos Crónicos Hospital Regional Ushuaia.

FOLIO 120

FOLIO 28

FOLIO 32

ACU DGD/ME Nº 435/10

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

Ricardo E. Chocquesman
Jefe Departamento
Despacho Administrativo

G. T. F.
CONVENIO REGISTRADO
FECHA 22 MAR. 2011
BAJO Nº 15066

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

Ricardo E. Chocquesman
Jefe Departamento
Despacho Administrativo

G. T. F.
CONVENIO REGISTRADO
FECHA 08 ABR. 2010
BAJO Nº 14396

Grigera Diego Martin
Jefe División Registro y Archivo
D.G.D.C. y R. - S.L. y T.

6) Ampliación 3ª Etapa: Administración, Archivos y Programas Hospital Regional Ushuaia.

Obras de Infraestructura de energía: Gas Natural:

7) Dos loops de cañería de 12" de Dn. y 47 Km. de extensión (4 Km. loop cabecera y 43 Km. loop de descarga planta compresora)
8) Ampliación de planta compresora Río Grande (instalación de un equipo paralelo al existente)
9) Las futuras expansiones de los gasoductos destinados a transportar gas natural para su consumo en la Isla.

Obras de Infraestructura Sanitaria

10) Optimización del Sistema de Agua Potable en la Ciudad de Ushuaia 1° Etapa TDF (las obras comprendidas en esta primera etapa consisten en un proyecto integral hidráulico en el Río Pipo para potabilizacion y distribución en la urbanización que realizara el IPV en el predio denominado sector 2ER macizo 1000 sección J de la ciudad de Ushuaia)
11) Ampliación de la Planta Potabilizadora N° 2. Se plantea la construcción de las obras de embalse, toma, impulsión, potabilización y abastecimiento, en la ciudad de Ushuaia.
12) Planta de Potabilizacion para la ciudad de Río Grande.
13) Acueducto sur y cisterna para la margen sur en la ciudad de Río Grande.
14) Colectora cloacal y Planta de Tratamiento de Efluentes en la comuna de Tolhuin.

Obras de Infraestructura de energía: Electricidad

15) La construcción de un electroducto que vincule al interconectado provincial con el interconectado nacional.
16) Interconectado Provincial Sistema TDF y Conexos, Río Grande, Ushuaia y Tolhuin.
17) Construcción CD N° 3 (RIO PIPO) 33/13,2 KV en Ushuaia.
18) Red 33 KV y cierre de anillo desde CD N° 3 A CTU en Ushuaia.
19) Mantenimiento Parque Generador CTU en Ushuaia.
20) Ampliación Usina Tolhuin.
21) Repotenciacion Turbina GE-LM2500 TG4, en la ciudad de Río Grande.
22) Red 33 KV Río Grande.
23) Proyecto Piloto Generación Eolica Zona Norte. San Sebastián y Radman.

ACU DGDyME N° 475/10

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL
Ricardo E. Chauquisman
Jefe Departamento
Despacho Administrativo

G.T.F.
CONVENIO REGISTRADO
FECHA 22 MAR. 2011
BAJO N° 15066

G.T.F.
CONVENIO REGISTRADO
FECHA 08 ABR. 2010
BAJO N° 14396

Grigera Diego Martín
Jefe División Registro y Archivo
DGDC y R. SL y T

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL
Ricardo E. Chauquisman
Jefe Departamento
Despacho Administrativo

FOLIO 121 29

FOLIO 33

24) Mantenimiento Parque Generador CERG, en la ciudad de Río Grande.

25) Energía Eléctrica nuevos barrios y asentamientos, en Río Grande, Ushuaia y Tolhuin.

26) Red troncal media tensión y set 33/13,2 KV Andorra, en Ushuaia.

27) Provisión Turbina 35 MW, Río Grande, Ushuaia y Tolhuin.

Obras de infraestructura Portuaria

28) La construcción del Complejo Portuario Multipropósito de Caleta La Misión, con sus obras complementarias de servicios y nexos.

29) Polo Logístico Antártico: El desarrollo, construcción e implementación que incluye el proyecto de traslado de la Base Naval Ushuaia, mediante el cual se transformarán actuales terrenos pertenecientes a la Armada Argentina en sectores de viviendas para uso civil y viviendas para personal de la Armada, así como el desarrollo de la infraestructura necesaria en el sector de la bahía de Ushuaia destinado a la construcción del muelle del Polo Logístico Antártico y su infraestructura que asegure las condiciones logísticas y de servicios suficientes y necesarias para que tanto nuestro país como otras naciones, organizaciones y particulares que se dedican a desarrollar investigaciones en la Antártida puedan hacer uso de las mismas, fortaleciendo el papel que la ciudad de Ushuaia que viene desempeñando como "Puerta de entrada a la Antártida". Asimismo, estas obras permitirán consolidar y aumentar el potencial turístico de la zona, además de la incidencia que tendrá desde el punto de vista geopolítico.

30) Playa de contenedores en el puerto de Ushuaia.

31) Modernización y readecuación del Puerto de Ushuaia, con obras, cuya concreción darán posibilidad al mejor desarrollo productivo y turístico de la provincia.

32) Puerto pesquero en Almanza.

5.2. El orden de prioridades en la ejecución de las obras detalladas en el punto anterior será el establecido por la COMISION DE SEGUIMIENTO, previo análisis del flujo de egresos e ingresos de cada proyecto. A fin de participar en el seguimiento y definición de prioridades de las obras establecidas en el presente acuerdo, la NACIÓN podrá requerir toda la documentación que

ACU DGEyME Nº 475/10

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

Ricardo E. Chouquesman
Jefe Departamento
Despacho Administrativo

G. T. F.
CONVENIO REGISTRADO
FECHA 22 MAR. 2011
BAJO Nº 15066

FOLIO 30

FOLIO 34

G. T. F.
CONVENIO REGISTRADO
FECHA 08 ABR. 2010
BAJO Nº 14396

ES COPIA FIEL DEL ORIGINAL

Ricardo E. Chouquesman
Jefe Departamento
Despacho Administrativo

Grigera Diego Martín
Jefe División Registro y Archivo
D.G.D.C. y R. - S.L. y T.

PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO,
ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR

REPÚBLICA ARGENTINA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA

FOLIO 31

DPE

DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA
10 MAYO 2013
LUCIANA CABRERA
Mesa de Entradas
Dirección Provincial de Energía
RECIBIDO

Nota Nro: 1139/2013
Letra: DPE
Ushuaia, 10 de mayo de 2013

Sr. Director
Ing. Adrián Bertoni
CC. Jefe Dpto. Planificación y Costos
Ing. Fernando Aras

De acuerdo con lo acordado en la reunión mantenida con Ud. y el Jefe Dpto. Planificación y Costos, con relación a la urgente y necesaria adquisición e instalación de dos nuevos turbogeneradores cada uno con una potencia nominal en el orden de 20 MW -10% +25% informo que luego de analizar las diferentes alternativas de ubicación posibles se ha llegado a la siguiente conclusión:

Si bien se podría contar con espacio suficiente para instalar las nuevas máquinas en el espacio actualmente ocupado por las TG 1 y 2 se considera que esta alternativa no es conveniente ya que de esta forma se tendrá un déficit de 6 MW durante todo el lapso de tiempo que dure el desarme y remoción de las TG 1 y 2 sumado al tiempo que demande el tratamiento y eventual remediación del suelo, construcción de bases, canales, ductos, montaje de las nuevas máquinas y puesta en funcionamiento. Tampoco se considera viable la instalación de una de las dos TG dentro de la nave central de Generación debido a la altura del puente grúa y del galpón sumado a que en ese lugar se encuentran cañerías de gas y gasoil, canales de cables de potencia y control junto con otros equipos críticos (turbogeneradores, sala de control, celdas de 13.2 KV y servicios auxiliares, protecciones, equipos de comunicación y transmisión de datos, etc.) que se verían afectados por la obra civil a realizar en ese lugar.

PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO,
ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR

REPÚBLICA ARGENTINA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA

FOLIO 32

La alternativa mas conveniente, que permitiría realizar la obra completa sin perder los 6 MW actualmente disponibles con las TG 1 y 2 (Ver implantación en ANEXO), es la de utilizar el espacio actualmente ocupado por el galpón correspondiente a la Sección Automotores y dependencias del Departamento Distribución para implantar allí las máquinas y sus equipos auxiliares ubicando los tableros de control y CCM en la sala originalmente prevista para ello, en donde actualmente funciona la oficina de Jefatura de Dpto. Distribución, la cuál fue dotada de piso técnico con el objeto de cumplir funciones como sala de control de turbogeneradores.

Como es de vuestro conocimiento, durante el montaje de este tipo de equipamiento resulta necesario contar con una importante superficie disponible para el acopio temporario de los diferentes equipos y bultos que forman parte de la provisión y que se van integrando al montaje en forma gradual. De acuerdo con la experiencia que tuvimos durante el último montaje realizado en el año 2001, correspondiente al turbogenerador N°7 informo que en dicha oportunidad fue necesario utilizar como zona de transito y acopio a la totalidad de los espacios cubiertos y exteriores dentro del predio de la Central incluido el espacio exterior actualmente ocupado en su mayoría por transformadores y vehículos del Dpto. Distribución. En función de lo expuesto y en atención a que la solución propuesta implica la reubicación de todas las instalaciones y equipos del Departamento Distribución fuera del predio de la Central Termoeléctrica, se considera que la presente alternativa merece una consideración prioritaria en lo que respecta a la totalidad de los aspectos y tareas resumidas en la presente.

En función de la complejidad del montaje, dado entre otros por la cercanía existente entre el galpón de automotores, la entrada de aire del turbogenerador N°7 y el compresor de gas Toromont siendo ambos equipos los principales de la usina debido a su característica de máquina de base con despacho permanente, es que se considera que las tareas de desarme, limpieza, tratamiento de suelo y construcción de las bases deberán ser llevadas a cabo tomando todos los recaudos necesarios y con la planificación adecuada.

Luego de la puesta en servicio de los nuevos equipos se propone continuar con la desafectación y desarme de los turbogeneradores 1, 2 y 3 los cuales poseen sistemas de control con componentes obsoletos y sin asistencia técnica de parte del fabricante. En esa condición, la planta tendría un incremento en su potencia firme que pasaría de los 24 MW actuales a 55 MW lo que nos ubica en una mejor posición y capacidad de despacho.

Respecto de la obra en su conjunto es necesario mencionar que la magnitud y naturaleza del emprendimiento requiere, por sus características, la planificación y ejecución de una serie de tareas y obras complementarias las cuáles que pueden resumirse de la siguiente manera:

1. Construcción de un nuevo gasoducto y planta de gas para alimentación de los nuevos turbogeneradores y otros futuros dado que la actual planta y gasoducto no cuenta con la capacidad adicional necesaria.

Con relación al gasoducto propiedad de la empresa Emgasud el cuál actualmente alimenta a la Central Térmica de la firma Sullair informo que se desconoce la capacidad del mismo y por lo tanto se ha realizado la consulta pertinente encontrándonos a la espera de una respuesta. En función de lo observado durante la construcción del mismo se estima que el mismo no contaría con capacidad suficiente para alimentar a las nuevas máquinas.

2. Ampliación de potencia y modificación del sistema de servicios auxiliares de la central incorporando un nuevo tablero de salida en BT para alimentación de los nuevos turbogeneradores y sus equipos auxiliares.
3. Instalación de nuevas celdas de 13,2 KV para la vinculación eléctrica a la red y alimentación de nuevos servicios auxiliares 13,2/0,38 KV.

FOLIO 34

PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO,
ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR

REPÚBLICA ARGENTINA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA

FOLIO 38

Respecto de los puntos 2 y 3 informo que desde gestiones anteriores se vienen realizando solicitudes para la ampliación de la sala de celdas y servicios auxiliares las que a la fecha no se han podido materializar. De no concretarse la obra de ampliación de celdas se podría adaptar provisoriamente dos celdas que se encuentran previstas para las TG 1 y 2 las que actualmente utilizan antiguas celdas equipadas con interruptores de reducido volumen de aceite. Las celdas propuestas no cuentan con el equipamiento acorde a la potencia de los futuros equipos por lo que si se decide utilizarlas para tal fin se deberán introducir una serie de modificaciones para su adaptación.

4. Ejecución de un estudio eléctrico del Sistema para evaluar la potencia de cortocircuito total y la adaptación de la misma acorde a la capacidad actual de las instalaciones de potencia de la Central Termoeléctrica mediante la instalación de nuevo equipamiento y considerando además el incremento de potencia a futuro correspondiente a incorporaciones de nuevos turbogeneradores.

Respecto del último punto se considera que de ser necesario, hasta tanto se evalúe la potencia de cortocircuito, se podrían poner en servicio las nuevas máquinas considerando los valores de aporte a la corriente de cortocircuito de cada generador lo que en la práctica podría limitar las combinaciones de equipos que podrán ser despachados en forma simultánea pero en cualquier caso permitirá abastecer la demanda sin mayores inconvenientes.

5. Ejecución del estudio de impacto ambiental, requisito de cumplimiento obligatorio de acuerdo a la reglamentación vigente.

En función de la experiencia obtenida en el proceso de adquisición, instalación y puesta en servicio del último turbogenerador, y teniendo en consideración los puntos mencionados anteriormente como así también la legislación vigente en materia ambiental, se considera pertinente hacer mención a los tiempos y plazos que comprenden una obra de tales

características teniendo en cuenta los diferentes aspectos y obras adicionales que la misma requiere.

Se recuerda también las complicaciones e importantes demoras que sufrió la obra de la firma Sullair relacionadas con su habilitación condicionada al retiro/movilización de las viviendas precarias ubicadas en el predio lindero y también con la documentación catastral y de dominio del predio ocupado por la Central Termoeléctrica Ushuaia. Atento a ello se considera necesario verificar y de ser necesario regularizar toda la documentación correspondiente al terreno de la CTU. Además y teniendo en cuenta que a la fecha no se ha terminado de liberar la franja costera, se considera conveniente realizar las gestiones correspondientes para terminar de despejar la franja de terreno comprendido entre la fracción del predio cedido temporalmente a la firma Enarsa y la línea costera.

En función de las características y capacidad actual de las instalaciones de combustible líquido de la Central no se consideraría ventajosa la adquisición de turbogeneradores duales. De optar por este tipo de equipamiento será necesario diseñar un nuevo sistema de gasoil con una capacidad acorde. Como es de vuestro conocimiento, la firma Sullair ha instalado en el predio cedido un tanque de combustible que podría resultar con capacidad adecuada. En caso de realizar alguna gestión relacionada con dicho equipamiento se recuerda que para un eventual uso del mismo se deberá preveer un sistema de bombeo y filtrado apropiado para la alimentación de cada turbogenerador.

Para la determinación de montos, análisis financiero y origen de los fondos se propone agrupar las obras de la siguiente forma:

- Adquisición de 2 (dos) turbogeneradores cada uno con una potencia nominal de 20 MW - 10% +25%.
- Montaje de los turbogeneradores.
- Desarme Galpón, limpieza, tratamiento de suelo y construcción de las bases.

FOLIO 36

PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO,
ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR

REPÚBLICA ARGENTINA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA

FOLIO 40

- Construcción de gasoducto y planta de entrada.
- Ampliación sala de celdas.
- Estudios eléctricos y adaptación potencia de cortocircuito.
- Ampliación potencia de servicios auxiliares MT/BT.
- Eventual construcción de un nuevo sistema de combustible líquido.

Para finalizar, considero que el Departamento Generación debería estar en condiciones de elaborar las especificaciones técnicas para integrar el pliego de adquisición de los turbogeneradores de acuerdo con los lineamientos a impartir desde la Dirección y Presidencia, realizar las modificaciones provisorias de celdas, elaboración de las especificaciones técnicas para la contratación de los estudios eléctricos, tareas de inspección de obras electromecánicas, etc.

Para concretar las tareas detalladas anteriormente será necesario contar con los recursos humanos técnicos y administrativos necesarios los que deberán abocarse exclusivamente a dichas actividades por lo que se reitera la necesidad de completar en forma urgente los puestos vacantes correspondientes a la estructura del Departamento Generación, en particular en las áreas de Mantenimiento Eléctrico, Mecánico, Técnica y de Control y Comunicaciones.

En función de lo expuesto y en atención a la amplia variedad de aspectos abarcados por una obra de estas características, es que se sugiere dar intervención a los Departamentos Planificación y Costos, Administrativo Contable e Ingeniería. La presente nota complementa lo informado oportunamente mediante NOI 1781/2012.

Ing. Juan Pablo Marini
Jefe Departamento Generación a/c
Dirección Provincial de Energía

FOLIO 37

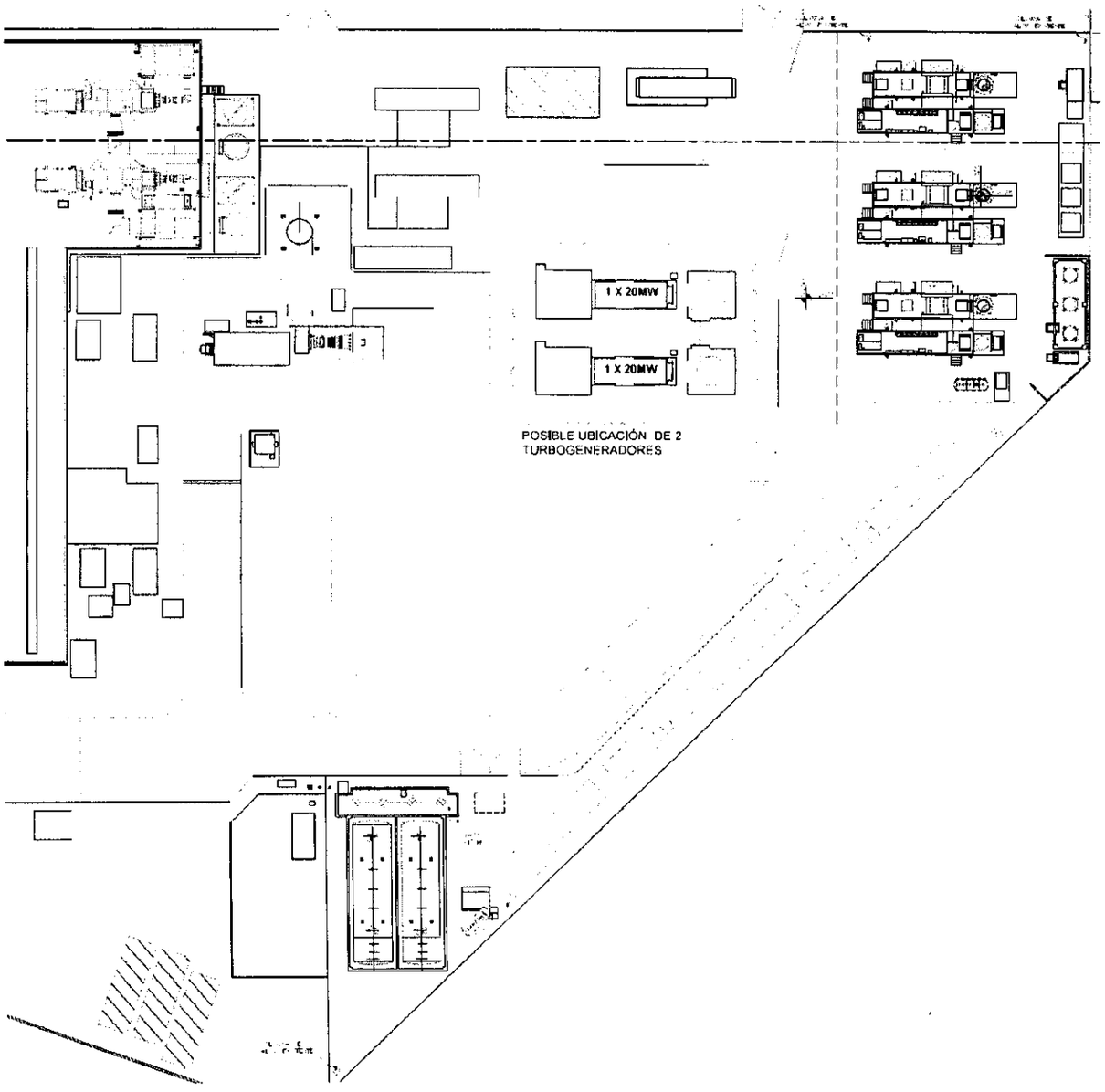
PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO,
ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR

REPÚBLICA ARGENTINA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA

FOLIO 41

ANEXO - Propuesta para instalación de dos turbogeneradores de 20 MW -10 +25%



ESPECIFICACIONES TECNICAS

1. OBJETO.

El objeto de la presente Licitación es la contratación de la provisión, el transporte, la supervisión del montaje y la puesta en marcha de un grupo nuevo sin uso con una potencia continua garantizada de 30.000 KW +20 / - 10% o dos grupos con una potencia continua garantizada de 15.000 KW +20 / - 10% cada uno, en condiciones ISO, accionados por turbina de gas y/o gas oil, con las características que en estas especificaciones se indican.

1.1.- ALCANCE DE LA PROVISION.

Se desea adquirir una unidad funcional completa, que genere energía eléctrica a partir de gas natural o gas-oil como combustible, de las características y en las condiciones de instalación y servicio que más adelante se indican, por lo tanto se deberán proveer todos los elementos necesarios para ello, con la sola exclusión de aquellos indicados expresamente en las presentes Especificaciones Técnicas.
El equipamiento a proveer, incluyendo auxiliares debe ser diseñado y construido para una vida de servicio mínima de 20 años, con, por lo menos, 30000 horas de operación ininterrumpida. Se aceptará la necesidad de realizar inspecciones de la sección caliente, pero el tiempo requerido entre inspecciones no será en ningún c. o inferior a las 8000 horas de operación.

1.2.- POTENCIA CONTINUA.

El Oferente consignará con carácter de dato garantizado la potencia eléctrica continua que puede suministrar el equipo en condiciones operativas ISO medida en bornes del generador con la máquina en la configuración propuesta, con sus correspondientes filtros y silenciadores instalados, y estará comprendida entre los valores de la potencia licitada.
La maquinaria a suministrar podrá funcionar a temperaturas ambientales de -20°C a + 30°C, con humedad relativa ambiente de 30 a 100%, y presiones atmosféricas de 930 a 1070 mb.
Deberá prever en el diseño los valores máximos de carga de nieve y viento indicados en el punto 1.6.

1.3- SERVICIO.

Continuo de base, como proveedor principal de energía eléctrica para el sistema aislado de la ciudad de Ushuaia.

1.4- COMBUSTIBLES.

(Natural y Gas-Oil normal de YPF, según las características adjuntas en el Anexo I.-

1.5- GENERACION.

3 x 13.8 KV, conexión estrella, 50 HZ. No se aceptará la necesidad de emplear transformadores reductores o

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

elevadores.

1.6- CONDICIONES CLIMATICAS y SISMICAS

Temperatura media anual:	5,4°C
Temperatura máxima:	27.9 °C
Temperatura mínima:	-20°C
Presión atmosférica media anual:	997 mbar
Presión atmosférica mínima:	930 mbar
Presión atmosférica máxima:	1070 mbar
Humedad relativa media anual:	73.6%
Carga de nieve máxima:	146 Kg./m^2
Carga de viento:	Constante hasta 160 Km./h
	Rachas hasta 200 Km./h
Zona Sísmica:	Zona 3 UBC

2- GRUPO ELECTROGENO.

La turbina, el generador y su reductor estarán montados sobre un trineo o patín, que irá cubierto con un cabinado para intemperie. Dentro del cabinado estarán también los equipos auxiliares del grupo electrógeno. Se deberá proveer también silenciador, tuberías y filtros de aire de admisión y tuberías y silenciador de escape. Todas las características de la maquinaria se referirán a la condición climática normal.

2.1- PARTES COMPONENTES.

El grupo electrógeno estará formado por el motor de impulso con sus sistemas auxiliares, el tren reductor si correspondiere, el generador, el equipo de arranque, los filtros, silenciadores y tubos de admisión, los silenciadores y tubos de escape, el trineo contenedor de las partes con su cabinado para intemperie y separadamente los tableros de control.

Se desea adquirir una unidad funcional, por lo que las garantías que se solicitan se refieren al grupo electrógeno en conjunto con filtros y silenciadores colocados y condiciones de referencia ISO. Por lo tanto deberán darse tablas y/o curvas de variación de la potencia máxima continua y consumos tanto en kcal de gas/Kw-h como en Kg. de gasoil/Kw-h en función de esas variables, para temperaturas de entre -20°C y + 30°C, humedad del aire entre el 30% al 100% y presiones atmosféricas entre 930 y 1070 mb.

2.2. TURBOMOTOR.

2.2.1.- CARACTERISTICAS.

Deberá ser de uno o más ejes, apto para servicio eléctrico de base, para funcionar entre el 50% y el 100% de la carga máxima que corresponda a las condiciones ambientales de cada instante, con 60 paradas/arranque

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

por año, aproximadamente. Deberá poder funcionar sin inconvenientes entre -20 °C y + 30 °C. El nivel de emisiones con cualquiera de los combustibles especificados deberá estar dentro de los valores aceptados para este tipo de equipo por la autoridad competente.

2.2.2.- SISTEMA DE ADMISION DE AIRE.

Será provista con sistema de admisión de aire con filtro y silenciador colocados sobre o junto al grupo electrógeno. Los filtros de admisión de aire serán preferentemente del tipo autolimpiantes apto para el polvo que se levanta en el terreno y que está en suspensión en el aire en forma moderada, con un alto contenido de partículas de polvo y hollín en el rango 12 a 48 μm.

El silenciador debe cumplir las normas ISO respecto del nivel de ruidos. De cualquier manera el nivel de ruidos será por debajo de 70 dB a 50 metros de distancia. El silenciador y filtro estarán montados sobre estructuras a proveer por el comitente. El contratista proveerá todos los accesorios necesarios (codos, juntas, soportes, etc.) de acuerdo al plano de montaje del silenciador de escape y entrada de aire. Se deberá prever la instalación de un sistema antihielo con el objeto de evitar la acumulación de hielo y/o nieve en la entrada de la admisión de aire. Se deberá prever el montaje de indicadores de pérdida de carga o ensuciamiento con indicación local y reporte al sistema de control del equipo.

En la oferta se deberán indicar los niveles de ruido/distancia garantizados, y la duración estimada de los elementos filtrantes de aire, tanto de combustión como de cabinado si fueran necesarios.

2.2.3.- SILENCIADOR DE ESCAPE.

Será provista con silenciador y ducto de descarga vertical, con sus estructuras soporte, y todos los accesorios normales necesarios (codos, juntas, soportes, etc.). La altura de descarga del mismo deberá ser de 15 m. por lo menos. El nivel de ruidos será el que establezcan las normas IRAM o las del país de origen pero siempre inferior a 70 dB a 50 metros de distancia.

2.2.4.- SISTEMA DE ARRANQUE.

Deberá poder ser arrancada a través de una fuente de energía de 3 x 380 VCA, 50 Hz. Si el Oferente lo deseara, podrá proponer otros sistemas de arranque, además del indicado.

2.2.5.- REGULADOR DE VELOCIDAD.

El regulador de velocidad será electrónico, apto para funcionamiento isócrono o con control de caída de velocidad para repartición de cargas con otras máquinas en paralelo. Funcionará dentro del rango de 0 a +/- 5% dando un control, en estado estacionario de +/-0,25%.

La variación de velocidad, por desenganche del 25% de la potencia nominal, no podrá exceder el 4% de la nominal sincrónica con un transitorio de menos de 4 segundos. Además podrá soportar el desenganche del 100 % de la carga nominal sin que se ponga en peligro cualquiera de las partes del grupo y sin que la máquina detenga su marcha.

2.2.6.- COMBUSTIBLES.

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

Estará diseñada para funcionar con gas natural de Poder Calorífico Superior entre 8.000/9.500 kcal/Nm3, presión de suministro entre 20 y 28 ata. Deberá contar con un regulador de gas y un filtro separador de fácil mantenimiento a la entrada del sistema para evitar de esta manera el paso de impurezas. Tendrá asimismo un sistema automático que permita el paso de combustible gaseoso a líquido de 10.000 Kcal/kg., gasoil normal YPF, ante una caída de presión del suministro de gas natural sin alterar la marcha cualquiera sea el estado de carga de la máquina.

Deberá ser entendido que el combustible principal de la máquina es el gas natural. Cuando se transfiera manual o automáticamente a combustible liquido no podrá volver en forma automática a funcionar con combustible gaseoso pero si podrá ser cambiado manualmente sin que ello signifique alteración alguna en el funcionamiento de la máquina.

El arranque deberá ser indistinto del tipo de combustible, es decir podrá arrancar con gasoil o gas natural.

En caso de ser necesario, deberá indicarse la capacidad del tanque diario de combustible líquido y su altura de montaje. Se suministrará equipo de filtración con carcasas duplex y válvula de transferencia continua de flujo, permitiendo la limpieza y cambio de elementos filtrantes con el equipo en funcionamiento y con carga. El dimensionamiento de los filtros será tal que permita el funcionamiento sin requerir cambio o limpieza de elementos durante al menos 12 hs. Deberán incluirse puntos de extracción de muestras aguas arriba y aguas abajo del equipo de filtración. La bomba de combustible liquido deberá ser eléctrica (VAC), alimentada desde el centro de control de motores.

Se deberán proveer sistemas de medición de caudal para ambos combustibles, líquido y gaseoso. Los mismos reportarán al sistema de control del equipo y permitirán su lectura remota.

El combustible gaseoso se entregará a pié de máquina, debiéndose indicar claramente las necesidades del caudal y presión en la oferta.

2.2.7- LUBRICACION.

Tendrá un sistema que emplee preferentemente aceite mineral de tipo y marca disponible en el país. Dicho sistema, que permitirá lubricar la máquina antes y después de funcionar, deberá ser accionado por dos sistemas: uno primario de tipo a especificar por el oferente y otro de emergencia de corriente continua de 24V, de activación en forma automática cuando se detenga el equipo. El sistema de filtrado de aceite de lubricación será duplex con válvulas de transferencia continua, permitirá su limpieza aún en servicio y contará con un sistema de alarma visual y acústica que indicará en el tablero de comando, la presión mínima de trabajo y la diferencial máxima en el filtro. Todo el sistema de lubricación con bombas, válvulas, tanques y demás accesorios necesarios estarán montados en el patín principal y serán de fácil acceso para su mantenimiento. Deberán incluir: puntos de extracción de muestras en lugares apropiados; puntos de conexión para el empleo de sistemas de filtración fuera de línea; visores ópticos de nivel en todos los depósitos de lubricante.

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

FOLIO 42

FOLIO 46

La refrigeración de aceite se efectuará por intermedio de intercambiadores de calor, tipo intemperie y se forzará el aire por medio de ventiladores eléctricos de corriente alterna para 380/220V, 50Hz, tipo intemperie, blindados 100% y accionados desde el tablero de comando de la turbina. El sistema de refrigeración estará calculado para operar con temperatura de -20°C y + 30°C. Los lubricantes a utilizar serán siempre de los tipos normales existentes en el país.

Considerando la temperatura invernal de la zona de instalación, y que la máquina deberá arrancar fría después de haber estado parada algún tiempo, se incluirá un adecuado sistema de calefacción del aceite, previo a los arranques.

2.3.- REDUCTOR DE VELOCIDAD.

En caso de ser necesario, entre el generador y la turbina irá acoplado, un tren reductor de velocidad que deberá ser apto para el servicio del grupo y por lo tanto capaz de soportar, sin ningún tipo de daño, 1,1 veces la máxima potencia de la turbina a -20°C como así también los máximos esfuerzos de cortocircuito. Tanto el sistema turbina / reductor, como el sistema generador / reductor tendrán cojinetes de empuje capaces de soportar los esfuerzos axiales normales y anormales que pudieran sobrevenir en la marcha del grupo electrógeno.

2.4.- GENERADOR y EQUIPOS ASOCIADOS.

2.4.1.- CARACTERISTICAS.

El generador, excitatriz y regulador de voltaje deberán ser diseñados para constituir un sistema integrado. El Generador será sincrónico, trifásico para funcionamiento continuo, tensión nominal 13800V, frecuencia 50Hz y para la máxima potencia que pueda entregar la turbina en relación con la temperatura de aire de admisión existente en la zona, con un factor de potencia de 0.8. La construcción será del tipo "Totalmente cerrado, enfriado Aire-Aire". Estará construido en un todo de acuerdo a las normas NEMA o IEC correspondientes, la aislación del bobinado será clase F o superior según las mismas normas, y la elevación de temperaturas deberá ser menor que para clase B. Será ensayado de acuerdo con las mismas normas NEMA o IEC.

Deberá estar instalado en el mismo patín que la turbina y la caja reductora.

El generador, la excitatriz y el sistema de regulación debe regular la tensión dentro de un 0,5% de la tensión nominal, cuando la carga se varíe desde 0 hasta los KVA nominales y todos los fenómenos transitorios hayan decaído a cero.
El centro de estrella del generador será de tipo accesible y dispondrá de todo el equipamiento y controles necesarios para poder conectarlo a tierra en forma remota desde el panel de control del generador y mediante

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

los contactos adecuados desde un tablero remoto. La puesta a tierra del centro de estrella del generador se efectuará por medio de una resistencia de puesta a tierra cuyo valor será preferentemente de 7 a 12 Ohm, o del valor adecuado para garantizar la vida útil del generador, y formará parte de la provisión. Debiendo informar el valor máximo de corriente de tierra permanente que admite el generador y la resistencia de puesta a tierra en funcionamiento normal.

La eficiencia combinada del generador, excitatriz y regulador a plena carga deberá ser como mínimo del 97%.
El generador deberá estar diseñado para admitir una sobrecarga del 150% de la corriente nominal durante un minuto y una sobrecarga del 10% durante dos horas, al factor de potencia nominal, sin sobrecalentarse a un nivel capaz de producir daños.
Con el fin de permitir un disparo selectivo de las protecciones, el generador, el regulador y la excitatriz deberán resistir por lo menos el 300% de la corriente nominal de placa del generador, durante 10 segundos, cuando un cortocircuito simétrico trifásico se produce en los bornes del generador.
El Oferente deberá describir en detalle el regulador de tensión ofrecido.
El sistema de excitación del alternador deberá estar diseñado con capacidad suficiente para proveer hasta el 150 % de la corriente nominal durante un minuto sin daños. Deberá tener un generador de imán permanente para proveer energía al regulador de tensión y el equipamiento necesario para el funcionamiento en paralelo con múltiples unidades, pudiendo seleccionarse el funcionamiento en modo isócrono o droop (caída), con una pendiente del 4%.
El generador dispondrá de una protección de tipo multifunción cuya marca será de prestigio reconocido a nivel mundial quedando a solo juicio del Comitente la aceptación o rechazo de la misma. La protección deberá ser ajustada y configurada por el proveedor para garantizar la protección adecuada del generador, permitiendo el escalonamiento con las protecciones instaladas en la red del comitente. El ajuste y configuración de la protección se realizará en presencia de personal de la DPE.
Se deberán adjuntar especificaciones y antecedentes del modelo de protección ofertada, solo se aceptarán aquellos modelos que hayan entrado en servicio en el mercado a partir del año 1998.
La protección multifunción ofertada deberá cumplir con los estándares de diseño y calidad de IEEE, IEC 947-1 y 1010-1 y poseer certificación ISO 9001, debiendo contar como mínimo con las siguientes funciones:

DE PROTECCIÓN:

- Sobrecorriente de fase, tierra y neutro temporizada (alarma y disparo) e instantánea – ANSI 50/51 P, N, G
- Energizado inadvertido (alarma y disparo)
- Secuencia negativa (disparo) – ANSI 47
- Diferencial (disparo) – ANSI
- Sobretensión y subtensión de fase y neutro. (alarma y disparo) – ANSI 27, 59, 59N
- Volts/hertz (alarma y disparo) – ANSI 24

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

de puesta a tierra principal de la Central si fuera menester.

2.5.- SISTEMA DE CONTROL

El sistema de control de la unidad estará basado en un Controlador Lógico Programable. Físicamente deberá constar de un Panel de Control y Protección del Generador (PCG) y otro panel de control de la unidad, que incluirá una Interfaz Hombre Máquina (HMI), basada en sistema operativo Windows 2000 o Windows XP.
El PCG deberá permitir como mínimo las operaciones de:

- Sincronización manual y automática
- Lectura de parámetros eléctricos (tensión, frecuencia, corriente, coseno fi y potencia activa)
- Selección de modo isócrono o droop (caída)
- Apertura y cierre del interruptor principal de potencia y Puesta a Tierra
- Cierre del interruptor principal contra barra muerta
- Regulación manual y automática de tensión y frecuencia
- Parada de emergencia

Dichas funciones de operación y control deberán ser duplicadas y serán instaladas como parte de la provisión en las consolas de mando existentes ubicadas en la sala de control de la Central, junto con un duplicado de la HMI.

Operación de Control

El microprocesador del sistema de control del turbogenerador a ofertar, deberá controlar el arranque automático, la aceleración hasta la velocidad de operación, el control del secuenciamiento, el monitoreo de la turbina y generador durante la operación y la parada normal y por falla del equipo.
El PLC de la turbina a ofertar deberá cumplir funciones de control proporcional, secuenciamiento y protección, como así también detección y anuncio de condiciones de operación anormales.
En el caso de una falla o condición anormal, el sistema de control del turbogenerador a proveer deberá indicar la naturaleza de la falla de forma unívoca y precisa, contando con una resolución adecuada. En el caso de una falla del sistema de control, la unidad a suministrar deberá estar dotada de un sistema de respaldo, que permita una parada segura y ordenada. El sistema de respaldo deberá operar el sistema de lubricación y otros subsistemas, como sea necesario, para evitar daños a la turbina y al generador durante la parada teniendo en especial consideración el hecho de que ante la apertura del interruptor del generador la máquina se quede sin alimentación auxiliar de 220/380 VCA por lo que en ese caso se deberá prever un sistema de respaldo alimentado desde un banco de baterías que formará parte de la provisión con su sistema de carga y control el cuál actuará en estos casos.

ntroles e instrumentación

El sistema de control por microprocesador, deberá incluir todos los circuitos e instrumentos de indicación requeridos por la operación de la turbina. El oferente deberá indicar los transformadores de corriente y voltaje que se incluyen en su suministro.

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

El sistema de control del equipo a ofertar deberá secuenciar los sistemas operativos durante el arranque, marcha y parada para proveer la protección necesaria durante todas la fases de la operación y monitorear los parámetros durante la misma. Estas secuencias se describen a continuación.

Arranque. El turbogenerador a suministrar podrá ser puesto en marcha desde la HMI y desde la terminal de control remota opcional. Una vez iniciada la secuencia la misma deberá ser controlada automáticamente por el PLC de la unidad ofertada. El oferente deberá incluir en su propuesta los eventos principales de la secuencia de arranque.
Marcha normal. Durante la operación la velocidad y carga de la turbina a suministrar deberá ser controlada automáticamente por el sistema de gobierno y control de la velocidad, carga y temperatura. Los setpoints de velocidad y voltaje podrán ser ajustados manualmente según sea requerido. El sistema, además de controlar los niveles de velocidad y voltaje, continuamente monitoreará y exhibirá en la pantalla los parámetros operativos de la unidad a suministrar e iniciará las alarmas y/o parada automática de la misma al detectar una condición peligrosa.
Parada. La parada del turbogenerador a cotizar podrá iniciarse ya sea manualmente presionando sobre el botón de parada, o presionando sobre el botón de emergencia o automáticamente por el sistema de alarma de fallas. La parada normal podrá ser realizada desde la HMI y desde el panel remoto, en tanto que una parada de emergencia podrá ser iniciada desde la HMI y/o por una señal remota cableada. El sistema de alarmas de fallas deberá almacenar las alarmas en orden secuencial en el caso que más de una alarma ocurra simultáneamente. El oferente deberá incluir en su propuesta los eventos principales de la secuencia de parada normal.

Interfaz Hombre-Máquina (HMI). La HMI a suministrar con el equipo ofrecido deberá ser digital. El oferente deberá indicar en su propuesta los indicadores de presión y válvulas de control instaladas y los distintos parámetros exhibidos. Los datos de presión y temperatura deberán indicarse en unidades métricas. El panel deberá exhibir en forma continua las fallas en orden de aparición y los siguientes datos: resumen de datos del sistema en operación normal, estado del sistema, parámetros del generador y la turbina y alarmas y paradas. Todos los controles de la turbina deberán estar instalados en la HMI incluyendo toda la instrumentación y válvulas de control necesarias para la operación de la turbina de gas. Los controles deberán ser como mínimo los siguientes: Sincronizador Automático, Sistema de Ajuste de Voltaje Motorizado, Control del Generador, Pantalla de Parámetros Operativos del Generador, Sistema de monitoreo de vibraciones de la turbina, caja reductora y generador, Sistema de monitoreo de temperatura de cojinetes de la turbina, cojinetes del generador, arrollamientos estatóricos del generador y aceite lubricante. El oferente describirá brevemente en su propuesta, cada uno de estos sistemas y presentará con una descripción sumaria otras opciones disponibles como ser Terminales Adicionales de Control Remotas, Mapas de Perfomance de la turbina, Pantallas Históricas y programas de mantenimiento y diagnosis para el Mantenimiento Preventivo, Impresoras, Alternativas de Interfases de Supervisión, Controladores de KW y de KVAR/Factor de Potencia, etc. Se incluirá en la propuesta un listado de Indicaciones de Alarma y Parada de los distintos sistemas que forma parte del equipo ofertado. La HMI deberá tener la flexibilidad de permitir introducir modificaciones en la forma, contenido o tipo de información presentado, si esto se manifestara necesario una vez entrada en

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

servicio la máquina. En caso que para ello se requiriera de dispositivos o paquetes de software especiales, los mismos deberán especificarse en la oferta.

2.6.- SISTEMA DE BATERIAS.

Será provisto un sistema de corriente continua de tensión y capacidad adecuada a las necesidades del equipo. Deberán ser batería del tipo níquel-hierro o níquel-cadmio y estarán alojadas en un gabinete de dimensiones adecuadas con su ventilación correspondiente para evitar la acumulación de gases. El cargador será diseñado para mantener su carga estable y podrá cargar en forma rápida y lenta. El cargador puede estar en el mismo gabinete de las baterías o en otro aparte, alimentándolo con 380/220 V, 50 Hz, desde el centro indicado en el apartado 2.8. Deberá contar con un sistema adecuado de alarma y protección.

2.7.- CABINADO DEL GRUPO ELECTROGENO.

Se deberá proveer un cabinado acústico aislante debidamente dimensionado para evitar alto nivel de ruidos exteriores. Su construcción permitirá desmontar los paneles para el mantenimiento del equipo. El cabinado deberá ser apto para la instalación a la intemperie.
Tendrá un sistema detector de gases en su interior que activará una alarma visual y audible en el panel de comando y alarmas de contactos para repetir esta señal. Asimismo contará con un sistema de protección contra incendios que inundará el cabinado en su totalidad de un agente extintor adecuado. Deberá poseer, además, un sistema visual y acústico en el panel de comando y alarmas y también dejará la máquina fuera de servicio, cortando el suministro de gas y desconectando el generador de la red eléctrica. Se deberán proveer los botellones acumuladores del elemento para combatir el fuego, los que tendrán una capacidad adecuada al volumen de la caseta.

Será provisto un sistema de iluminación interior con 24V DC, con equipos antiexplosivos que permita observar el instrumental de control que se encuentre sobre la máquina. Deberá proveerse asimismo una ventilación adecuada.
El sistema de ventilación del cabinado deberá ser redundante, de modo tal que al detenerse uno de los ventiladores, no se produzca la parada del turbogenerador.
El cabinado estará terminado exteriormente con pintura apta para la instalación a la intemperie.

2.8.- CENTRO DE CONTROL DE MOTORES.

Se debe proveer un tablero eléctrico desde donde se alimentan todos los motores de los servicios auxiliares y arranque, que contendrá los contactores y protecciones correspondientes. Tendrá un interruptor general de entrada y cada alimentador estará compartimentado y contará con protecciones adecuadas. El interruptor principal deberá contar con protecciones asociadas de sobre corriente de fase y tierra, temporizadas e instantáneas configurables. La tensión de alimentación a este centro de control de motores será de 380/220 VAC, 50 Hz.
En la oferta se deberá indicar:

- Potencia máxima instantánea
- Curva de carga durante el arranque

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

FOLIO 47

FOLIO Nº 51

- Potencia demandada durante el funcionamiento normal

2.9.- CABLES DE INTERCONEXION.
Se deberán proveer todos los cables de interconexión entre los elementos comprendidos en la presente provisión.
Estos cables serán flexibles fabricados según normas que correspondan y se tratará que están agrupados en lo máximo posible.
Quedan excluidos únicamente los cables de 13,8KV desde la bornera del generador hasta la celda y la alimentación principal al centro de control de motores.

2.10.- ACCESORIOS.
De los siguientes accesorios se hará una breve descripción en la oferta:
a.- Sistema de rotación lenta del equipo. Si fuera necesario se proveerá uno que pueda funcionar en caso de falta total de energía eléctrica auxiliar.
b.- Se proveerá con la turbina un equipo de limpieza del compresor.
c.- Herramientas especiales

3.- DOCUMENTACION TECNICA.

3.1.- DE LA OFERTA.

3.1.1.- DEL CONJUNTO.
Se deben presentar planos del conjunto cabinado, de los auxiliares y demás tableros, indicando disposición de puntos de conexión y dimensiones generales en cada caso. Listado de repuestos prioritarios clasificados en consumibles, críticos y no críticos para 40.000 horas de funcionamiento con su correspondiente valorización.

3.1.2.- DEL GENERADOR.
Datos garantizados según planilla indicada en Anexo II.

3.1.3. DEL TURBOMOTOR
* Datos garantizados según planilla indicada en Anexo II.
* Circuitos de combustible, lubricación y otros con la indicación de los límites de la provisión a cargo del Contratista.

3.2.- DE LA PROVISION.
Dentro de los treinta días de la firma del contrato, se deberá entregar la siguiente documentación:

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

FOLIO 72

FOLIO 48

FOLIO 52

* Planos del conjunto cabinado turbomotor-reductor-generador, indicando dimensiones generales y posición de bulones de anclaje y nivelación, caja de bornes del generador, bridas de escape y admisión, conexiones de gas combustible, aceite, aire comprimido, sistema de incendio, cajas de bornes de cables de comando, señalización y alarma, etc., todo ello con detalles de dimensiones de bridas, bornes, diagramas de interconexiones eléctricas con sus correspondientes planillas de cableado origen-destino.

* Planos de todos y cada uno de los equipos que deban ser montados separados del cabinado principal.

* Toda otra información que resulte necesaria para realizar el proyecto ejecutivo del montaje.

En plazo a acordar entre la Dirección y el Oferente, pero siempre antes de la puesta en marcha inicial:

* Manuales de operación y procedimientos de mantenimiento, detección y corrección de fallas, listado de partes y descripción detallada de los distintos sistemas. Los mismos deberán proveerse en idioma español, en tres copias impresas y una en CD-ROM.-

Dentro de los treinta días siguientes a la entrega del equipo deberán entregarse:

* Versiones conforme a obra de planos en tres copias impresas y una digital.

En lo que se desea adquirir una unidad funcional completa, deben estar incluidos en los manuales todos los componentes de la provisión, no aceptándose exclusiones de responsabilidad por parte de sub-proveedores o sub-contrataciones.

4.- INSPECCIONES EN FABRICA.

El Comitente designará a los inspectores que tendrán derecho al acceso a las fábricas del Contratista y de sus subcontratistas si correspondiera, con el fin de verificar los ensayos y que éstos se ajusten a lo convenido. Las inspecciones, ensayos y controles de calidad serán los especificados en la norma API 616 y, su texto, en castellano o inglés será suministrado por el contratista. La inspección en fábrica no eximirá al Contratista de su plena responsabilidad por la garantía de los equipos suministrados hasta la recepción definitiva a efectuarse según lo previsto en el Pliego.

Cada ensayo será formalizado en un protocolo que quedará como documentación para la realización de las pruebas de recepción en el sitio.

Queda entendido que en caso de no resultar satisfactorio un ensayo, ello no dará derecho al Contratista para utilizarlo como argumento para postergar la entrega del equipo.

Los gastos de los ensayos correrán por cuenta del Contratista, quien coordinará con el Comitente el programa de ensayos y pruebas según lo establecido en la Oferta, que será lo suficientemente

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

FOLIO 73 FOLIO 49 FOLIO 53

explicativo y al efecto tendrá presente que los técnicos del Comitente permanecerán en fábrica un período no mayor de VEINTE (20) días.

La Contratista costeará los pasajes aéreos Ushuaia- lugar de ensayos- Ushuaia, y el alojamiento en dicho lugar.

Las inspecciones en fábrica seguirán el siguiente programa general, al que deberá agregar el Oferente los que en su caso particular correspondiere:

* El conjunto turbogenerador será ensayado en vacío por el Fabricante. En lo posible, en este ensayo se efectuará también el de sobrevelocidad, debiendo demostrarse el correcto ajuste de los dispositivos de sobrevelocidad y control.
* Se deberá probar la correcta alineación, balanceo y montaje de los equipos, observándose las vibraciones, ruidos, temperaturas en cojinetes y el funcionamiento estable de los dispositivos de regulación, control y desenganche.
* El tren de reducción de velocidad se hará funcionar por lo menos seis horas en baja carga, observando temperaturas en cojinetes, ruidos y vibraciones, y será sometido a una sobrevelocidad de 110% (en exceso) de la velocidad de funcionamiento durante dos minutos.
* Los sistemas de aceite y combustible se probarán para presión igual a dos veces la de trabajo.
* Con la máquina en carga se realizará una verificación completa de los dispositivos de regulación. La regulación de estos dispositivos y sus curvas de funcionamiento será suministrado al Comitente. Se efectuará el control de la regulación con la medición de las velocidades de embalaje al retirarle en forma instantánea y total a 25, 50, 75, y 100% de plena carga.
* En el generador propiamente dicho, se efectuarán los ensayos que establecen las normas IEC o NEMA, según corresponda para este tipo de máquina.
* En fábrica el equipo deberá ser ensayado como unidad integrada, con todo el equipamiento que forme parte de la provisión, a excepción de los cables.

5.- EMBALAJE.

El equipo y los diferentes accesorios deberán estar adecuadamente protegidos para transporte marítimo, debiendo estar obturadas todas las conexiones exteriores al embalaje para evitar contaminación y también deberán protegerse las partes vitales de los equipos.

6.- TRANSPORTE Y DESPACHO A PLAZA.

Los términos de la operación serán bajo la condición DDP Central Térmica Ushuaia (INCOTERM 2000).

7- MONTAJE.

El montaje del turbogenerador con sus auxiliares estará a cargo del Comitente, bajo la supervisión técnica del Contratista, debiéndose dar conformidad al montaje realizado y proceder a la puesta a punto final del equipo. Se deberá indicar el tiempo de montaje estándar y el estimado para el equipamiento ofrecido y

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

cotizar la presencia permanente de personal de supervisión del montaje de la Empresa.

8.- PUESTA EN MARCHA.
A medida que se vayan terminando el montaje de los auxiliares y parte del turbogenerador, el Contratista procederá a los controles y pruebas necesarias que serán ejecutados en presencia de personal del comitente que actuará como inspector, quien dará su conformidad.

9.- MARCHA DE PRUEBA.
La marcha de prueba tiene por objeto demostrar la confiabilidad del grupo, se considerará a este en condiciones de iniciar la misma una vez que se cumplan los puntos anteriores y que el grupo pueda trabajar conectado a la red en condiciones estables. Dada la característica de sistema

Para ello el contratista se asegurará el buen comportamiento de la instalación con una inspección prolija del montaje y del buen ajuste de los sistemas de control, regulación, protección y alarmas que permitan funcionar al grupo correctamente desde el arranque hasta la plena carga. Una vez iniciada esta marcha, se prolongará por un lapso de DIEZ (10) días, con carga variada de vacío a plena carga y CINCO (5) arranques con máquina fría, debiendo acumular un mínimo de CIEN (100) horas de funcionamiento, de las cuales DIEZ (10) horas se harán a plena carga en forma continua.

Si durante la marcha de prueba, debiera interrumpirse la misma por fallas en la instalación, necesidad de ajuste, reparaciones o cambio de piezas, el cómputo de las horas de marcha se iniciará nuevamente, salvo que por naturaleza de la falla, el Comitente autorizara a continuar con el cómputo de las horas ya iniciado.

10.- RECEPCIONES.

10.1- RECEPCION PROVISORIA.
Una vez culminada la marcha de prueba se medirán la potencia del grupo a 100% de carga, los consumos específicos a cargas parciales para la confección de las curvas de consumos y la verificación del tiempo de arranque a partir de la máquina fría y hasta 100% de carga. Luego que estos ensayos resulten satisfactorios y en un todo de acuerdo a lo ofrecido, se labrará el acta de recepción provisoria de los equipos.

10.2- RECEPCION DEFINITIVA.
Una vez realizada la recepción provisoria, el equipo entrará en garantía, y cuando se cumpla el período de garantía se operará la recepción definitiva automáticamente si no se hubieran producido fallas imputables a la provisión del contratista en ese período.

11.- GARANTIA DE CALIDAD.
Los suministros, servicios y trabajos a que se refiere la presente licitación, responderán a las mayores

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

exigencias y últimos adelantos de la técnica.

El equipamiento será ejecutado siguiendo las reglas del arte, y utilizando para cada pieza o equipo los métodos y materiales reconocidos en el momento del aprovisionamiento como los mejores y más adecuados a sus fines.

Para eventuales verificaciones adicionales se podrá solicitar al Contratista una serie de trabajos y ensayos cuyos gastos el Comitente tomará a su cargo.

Si durante el período de garantía se constataran defectos de materiales, vicios de fabricación y/o desgastes anormales, el contratista reparará por su cuenta y cargo, y en un plazo máximo de DIEZ (10) días corridos las partes defectuosas. Transcurrido ese lapso, se aplicarán las multas que se establecen en las cláusulas pertinentes del pliego. Asimismo, éste se compromete a rehacer todo trabajo que evidenciara durante dicho período haber sido mal ejecutado o contener vicios de material o ejecución.

Si el contratista no cumpliera con las obligaciones mencionadas, el comitente tendrá la facultad de obrar por sí mismo o por medio de un tercero a su elección, pero a cargo exclusivo del contratista y sin lugar a reclamaciones por parte de éste. En tal caso la recepción definitiva será postergada hasta que el equipo se encuentre en perfecto estado de funcionamiento y conservación.

La garantía de todas las partes será por DOCE (12) meses desde la puesta en marcha del equipo en la Central Termoeléctrica Ushuaia o de dieciocho meses desde su salida de fábrica, lo que ocurra antes. En el caso que durante el período de garantía se produzcan fallas que requieran un desarme importante del grupo y/o la necesidad de importar piezas dañadas o defectuosas, el contratista convendrá con el comitente el programa de acción para reparar las fallas. Si el contratista no cumpliera con este plan de acción, corresponderá la aplicación de multas por mora y eventualmente el encargo del trabajo a terceros por cuenta del comitente.

En cualquier caso, todo el tiempo que el grupo está en falla será agregado al período de garantía.

12.- INDISPONIBILIDAD.

12.1.- INDISPONIBILIDAD POR FALLAS EN EL PERIODO DE GARANTIA.

Se entenderá como falla cuando el equipo, por problemas internos no sea capaz de producir durante un lapso mayor de una hora su potencia nominal (con una tolerancia de -10 %) por causas imputables al contratista, ya sea por defecto de materiales y/o calidad de mano de obra y/o intrínseco de diseño.

En caso que durante el período de garantía se produjeran fallas, ese período se prolongará un tiempo equivalente al que el contratista emplee en reparar la falla.

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

El comitente comunicará por telegrama o correo electrónico al contratista cada vez que se produzca indisponibilidad interna indicando fecha y hora en que se produjo la misma. El contratista podrá, por medio de sus representantes locales o por personal técnico enviado especialmente a la Central Termoeléctrica Ushuaia constatar las fallas ocurridas. El Comitente facilitará, solamente en las medidas de sus posibilidades, los medios a su alcance para que puedan estudiarse o comprobarse las causas de la falla producida.

12.2.- INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA (H/AÑO).

Será la indisponibilidad por revisiones periódicas programadas destinadas a mantener en buen estado el funcionamiento la unidad. El oferente informará en su propuesta la indisponibilidad anual programada garantizada prevista para sus instalaciones con programa de mantenimiento que indicará el momento de realización, detalle de materiales, horas/hombre de trabajo y gastos de los repuestos de cada parada programada.

13- GARANTIAS DE FUNCIONAMIENTO.

Los valores de potencias, sobrecargas, consumos, rendimientos, pérdidas y regulación que el proponente consigne en las "PLANILLAS DE DATOS GARANTIZADOS" serán considerados como contractuales y verificados durante las pruebas de recepción provisoria.

Se considerarán los siguientes valores en la forma y con las tolerancias que se indican a continuación:

a) Potencia nominal continua del grupo en barras. Se considerará con tolerancia del 2%, penalizándose las disminuciones de acuerdo a lo indicado en los artículos pertinentes del pliego.

b) Sobrecarga del grupo. Se considerará con tolerancia del 2% con penalización igual a la potencia nominal continua del grupo en barras.

c) Consumo específico de combustible gaseoso. Se admitirá una tolerancia del 2% sobre el consumo ponderado que resulte de los valores consignados en la planilla.

El consumo ponderado se calculará de la siguiente forma:

$$Cp = 0.6 \times C1 + 0.35 \times C2 + 0.05 \times C3$$

Siendo
C1 = consumo específico a plena carga.
C2 = consumo específico a 3/4 de carga.

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

FOLIO 53

C3 = consumo específico a media carga.

Si el consumo específico ponderado supera el garantizado, más la tolerancia, se aplicarán las penalidades consignadas en los artículos pertinentes del pliego.

FOLIO 54

14.- CURSO DE ENTRENAMIENTO E INSTRUCCIONES.

14.1.- CURSO DE ENTRENAMIENTO.

Este entrenamiento tiene por objeto capacitar al personal de operaciones que se hará cargo de la máquina a partir de la recepción provisoria del equipo. Básicamente se referirá a los controles previos a la puesta en marcha; puesta en marcha; inspecciones y controles con máquina en marcha y con máquina parada. El costo de este entrenamiento está comprendido dentro de la marcha de prueba. Deberá desarrollarse en idioma castellano, y los apuntes y manuales entregados también deberán estar en idioma castellano.

14.2.- CURSO DE INSTRUCCION.

Esta instrucción tiene por objeto capacitar al personal de mantenimiento del equipo y será impartida en la localidad de Ushuaia en lugar a designar por el Comitente. Deberá desarrollarse en idioma castellano.

La instrucción se impartirá por el lapso de quince días como máximo a partir de la recepción provisoria y será dividida en parte eléctrica y mecánica, con demostraciones sobre la maquinaria.

El Proponente indicará el costo total que ello signifique, calculados sobre la base de un servicio de seis horas diarias de lunes a viernes, con gastos de traslado y estadía del personal que dicte el curso a cargo del Contratista. Los apuntes de clase, conferencias, gráficos, etc., deberán estar en idioma castellano, y quedarán en poder del Comitente, quien se reserva el derecho de prolongar por quince días más este período de instrucción en base a los mismos costos.

El programa que sigue es solo a título ilustrativo, y será el mínimo que pueda ofrecerse:

PARTE MECANICA.

a.- Circuitos de combustible gaseoso y líquido.
b.- Circuito de aire.
c.- Circuito de aceite.
d.- Circuito de comandos hidráulicos.
e.- Instrumental auxiliar de comando y protección.
f.- Descripción de los auxiliares mecánicos.

PARTE ELECTRICA.

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

Instrucción sobre los circuitos eléctricos de:
a.- Arranque y parada del grupo.
b.- Secuencia eléctrica de los automáticos y su relación con la parte mecánica.
c.- Comando, alarmas y protección de la turbina.
d.- Comando, alarmas y protección del generador.
e.- Circuitos auxiliares.
f.- Fallas potenciales.

CONDUCCION Y MANTENIMIENTO.
a.- Inspección y controles con máquina en marcha.
b.- Inspección y controles con máquina parada.
c.- Normas para las inspecciones de mantenimiento y algunas reparaciones.
d.- Fallas más comunes y su detección y reparación.

Para este curso, el Comitente destacará como máximo a quince personas.

15.- HERRAMIENTAS.
El contratista proveerá al comitente un juego de las herramientas y elementos necesarios para el mantenimiento de la instalación, tales como eslingas, llaves, llaves dinamométricas, sondas de espesores, niveles, dispositivos especiales, etc.

Además deberá proveer un equipo de alineación láser tipo SKF ShaftAlign, un equipo para medición de vibraciones tipo CSI Modelo 2115 Machinery Analyzer y un calibrador de procesos tipo Fluke 744.

La oferta detallará cada una de las herramientas especiales y de mantenimiento, su precio unitario y su marca de fábrica.

16.- REPUESTOS.

El comitente adquirirá en repuestos hasta un 10% del valor del Contrato. Para la determinación de los repuestos a adquirir, el Oferente suministrará, una vez completada la lista de materiales ("Bill of Materials") necesarios para la fabricación del, o los, turbogeneradores, el listado de repuestos prioritario, clasificados en consumibles, críticos y no críticos, para 40.000 horas de funcionamiento, o cinco años de operación.

En el caso que el Proponente dispusiera en la Argentina un taller, equipamiento y personal para revisiones generales y de mantenimiento corriente, con posibilidad de suministrar rápidamente las piezas de repuesto, t rá que señalarlo en su Oferta e indicar además en la lista de repuestos que propone los que se encuentran almacenados en sus depósitos de la República Argentina.

El embalaje de las piezas de repuesto será considerado parte del suministro. Cada pieza será identificada

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

FOLIO 55

FOLIO 38

ANEXO I

CARACTERÍSTICAS DE LOS COMBUSTIBLES

a.- Gas combustible: gas natural de gasoducto.

Poder Calorífico Superior: 8900-9500 kcal/Nm3
Gravedad específica: 0.597-0.62
Punto de rocío de hidrocarburos (HC): -4 / -10°C (Met. Bureau of Mines)
Punto de rocío de Agua (H2O): -23 / -25°C (Met. Bureau of Mines)

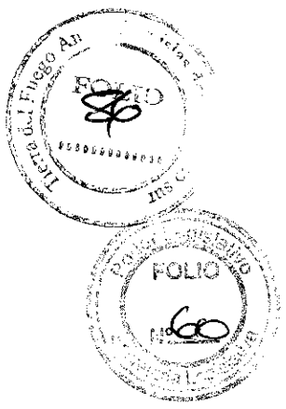
Composición tipica:

Compuesto:	%Molar
Nitrógeno (N2):	1.526
Dióxido de Carbono (CO2):	0.044
Metano (C1)	92.236
Etano (C2)	5.213
Propano (C3)	0.711
iButano (iC4)	0.090
Normal Butano (nC4)	0.085
IsoPentano (iC5)	0.000
Normal Pentano (nC5)	0.000
Hexano y sup (C6+)	0.040
Oxígeno (O2)	0.054

b.- Gasoil:

El combustible líquido de uso normal será gasoil para uso en automotores ULTRADIESEL XXI provisto por Repsol-YPF de acuerdo con IRAM 6537-01: 1997
El contenido típico de partículas mayores a los 5 µm está en el orden de los 15 a 30 mg/litro de partículas, lo que deberá tenerse en cuenta en el diseño del sistema de filtración.

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar



Anexo 4

FOLIO 84 C.F.E. 155

FOLIO 61

SANTIAGO DEL ESTERO:			
Expediente N° S01: 0049028/09			
SE 10 – G19	→	Alternativa de abastecimiento energético en extra alta tensión a la ciudad capital de Santiago del Estero – Contratación de servicios de consultoria	165.289,25
SUBTOTAL	→		**165.289,25**
TIERRA DEL FUEGO:			
Expediente N° S01: 0030825/10			
TF 10 – F3	→	Reparación y actualización tecnológica de la central térmica USHUAIA - Turbogenerador ROLLS ROYCE	731.015,00
TF 10 – F4	→	Adquisición de móviles utilitarios y GPS para Tierra del Fuego	393.650,00
TF 10 – F5	→	Reparación de central térmica USHUAIA - Turbogenadores EGT TORNADO	5.600.000,00
TF 10 – F6	→	Redes de media y baja tensión y alumbrado público en la ciudad de USHUAIA - Tendido de redes de media tensión 13,2 kV - Interconexión de las secciones B y H - USHUAIA	1.297.300,00
TF 10 – F7	→	Modificación y ampliación de la central térmica USHUAIA	10.026.300,00
SUBTOTAL	→		**18.048.265,00**
TOTAL APROBADO			**$ 97.455.115,94**

1.1. Obras F.C.T. a aprobar

Las siguientes obras provinciales han sido tratadas por esta CAT, recomendando su aprobación para ser financiables con F.C.T. y por lo tanto se remite a la Comisión de Asuntos Económicos para su tratamiento:

CÓDIGO		NOMBRE DE LA OBRA	PRESUPUESTO ($)
SAN JUAN:			
Expediente N° S01: 0056425/10			
FCT - SJ - 2	→	Estación transformadora CALINGASTA de 132/33/13,2 kV 30/30/10 MVA	15.000.000
SUBTOTAL	→		**15.000.000**
TOTAL APROBADO			**$ 15.000.000,00**

FOLIO 58

FOLIO 62

REPÚBLICA ARGENTINA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA

Tierra del Fuego, Antartida e Islas del Atlantico Sur
REFOLIO 155

Acta de Recepción

--En la Ciudad de Ushuaia, a los 15 días del mes de noviembre de 2012, se recibe un transformador marca Los Conce, N/S 310751 de 15 MVA. Comprende la carga los materiales comprendidos en el Remito N° 4-2500 de fecha 9/11/2012. Se recibe de conformidad, con las siguientes observaciones:

1. Tablero de conmutación presenta una impronta sin penetración producto del roce con una aleta de izaje de un radiador.
2. tres radiadores presentan roces sin evidencia de penetración producto del roce con un tambor de aceite
3. un tambor de aceite presenta abolladura sin perforación producto del roce
4. dos radiadores con roce superficial sin evidencia de penetración producto del roce entre sí.
5. la tapa de bornera del switch de nivel de aceite se encontró fuera de posición, y la bornera expuesta.

Sin más, y habiendo verificado todo lo expresado, se firman en conformidad 3 ejemplares de la presente.

Felice Jose

Ing. Manuel Miranda
Jefe Div. Mantenimiento Mecánico
Dirección Provincial de Energía
A/C Dto. Servicios

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO,
ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR

REPÚBLICA ARGENTINA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA

FOLIO 63

ES COPIA

NOTA N° 283/13
LETRA: "D.P.E.".

USHUAIA, 13 de Febrero de 2013.-
Circular CFEE N° 1585

Sr. Presidente del Comité Ejecutivo
Consejo Federal de Energía Eléctrica
Ing. Miguel Ángel CORTEZ
S / D

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. con el objeto de dar respuesta a solicitado mediante la Circular de referencia.

Se transcribe planilla resumen, con los datos correspondientes a nuestra jurisdicción al 31 de Diciembre de 2012.

A)

	TRI-33		TRI – 13.2	
Longitud de Líneas	Ushuaia	33.66 Km.	Ushuaia	88, 70 Km.
			Río Grande	117,42 Km.
			Tolhuin	27,38 Km
			San Sebastián	17,00 Km.
	Total	**33,66 Km.**	**Total**	**250, 50 Km.**

B)

Cantidad de Usuarios	Ushuaia	20.703
	Río Grande	25.325
	Almanza	25
	Tolhuin	1.565
	San Sebastián	28
	Total	**47.646**

Se adjunta a la presente nota un CD con los planos georeferenciados de la ciudad de Rió Grande, Ushuaia, Tolhuin, San Sebastián.

Sin mas aprovecho la oportunidad para saludarlo con atenta y distinguida consideración.

CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA
ENTRÓ
15 FEB 2013

Juan Carlos SALDIVIA
Representante Titular CFEE
Provincia Tierra del Fuego

ADEERA

ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA
DATOS CARACTERISTICOS DE LAS EMPRESAS.
Año 2012

			Número de Clientes al 31/12/2012											
			Residencial [kWh/bim]				General < 10kW [kWh/bim]		Ado.Público	Com e Ind	GGUU	PAFTT	Cooperativas
Empresa	Área	<= 1000	>1000 y <=1400	>1400 y <=2800	> 2800	<4000	>= 4000		≥10y<300 kW	≥ 300 kW		
	[km2]	nº	nº	nº	nº	nº	nº	nº	nº	nº	nº	nº
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	42	16,848	880	517	94	1,980	257	27	191	14	0	0

REFERENCIAS

1 Nombre de la Distribuidora.
2 Área de la Concesión, en km2.
3 Cantidad de Clientes RESIDENCIALES a los que prestaba servicio al 31/12/2011, con demanda igual o menor a 1000 kWh/bimestre.
4 Idem anterior, con demanda mayor a 1000 y menor o igual a 1400 kWh/bimestre.
5 Idem anterior, con demanda mayor a 1400 y menor o igual a 2800 kWh/bimestre.
6 Idem anterior, con demanda mayor a 2800 kWh/bimestre.
7 Número de Clientes GENERALES con potencia menor a 10 kW, a los que prestaba servicio al 31/12/2010, con demanda menor a 4000 kWh/bimestre.
8 Idem anterior, con demanda igual o mayor a 4000 kWh/bimestre.
9 Número de clientes de Alumbrado Público, al 31/12/2010.
10 Número de Clientes COMERCIALES e IINDUSTRIALES con potencia superior a 10 kW y menor a 300 kW, a los que prestaba servicio al 31/12/2010.
11 Número de GGUU INDUSTRIALES con potencia igual o superior a 300 kW, a los que prestaba servicio al 31/12/2010.
12 Número de Clientes a los que prestaba servicio de PAFTT al 31/12/2010.
13 Cantidad de Distribuidores NO Agentes del MEM (Cooperativas), a las cuales se da suministro como cliente final dentro del área de Concesión.
14 Cantidad Total de clientes del Distribuidor (suma de valores contabilizados en columnas 3 a 13).
15 Número de empleados y trabajadores propios al 31/12/2010.
16 Número de empleados y trabajadores contratados al 31/12/2010.
17 km de líneas de Baja Tensión Aéreas al 31/12/2010.
18 km de líneas de Baja Tensión Subterráneas al 31/12/2010.
19 km de líneas de Media Tensión Aéreas (hasta 33 kV inclusive) al 31/12/2010.
20 km de líneas de Media Tensión Subterráneas (hasta 33 kV inclusive) al 31/12/2010.
21 km de líneas de Alta Tensión Aéreas (incluye las de tensión de 66 kV y mayores) al 31/12/2010.
22 km de líneas de Alta Tensión Subterráneas (incluye las de tensión de 66 kV y mayores) al 31/12/2010.
23 Cantidad de Estaciones Transformadoreas AT/MT al 31/12/2011.
(incluye Centros de Distribución y/o Centros de rebaje MT/MT).
24 Sumatoria de las potencias de los transformadores contabilizados en 23
25 Cant.idad de Centros de Transformación MT/BT (Cámaras + Plataformas urbanas y rurales) al 31/12/2011.
26 Sumatoria de las potencias de los transformadores ontabilizados en 25.
27 a 35 Energía vendida en GWh en el año 2011 a cada tipo de cliente final.
36 Energía vendida en GWh en el año 2011 a clientes finales (NO incluye la de los sumistros a otras Distribuidoras si los hubiera, NI la energía distribuida como PAFTT a GUMAs, GUMEs,y GUPAs).
37 Monto facturado en el año 2011 , sin impuestos , (en miles de pesos) por la energía vendida y contabilizada en 36
38 Energía transportada en GWh en el año 2011, por el servicio de PAFTT a GUMAs, GUMEs y GUPAs.
39 Monto facturado (por la Distribuidora o CAMMESA, según corresponda) en el año 2011 y sin impuestos, por el servicio de PAFTT a GUMAs, GUMEs y GUPAs.
40 Energía sumnistrada a las Cooperativas clientes durante el año 2011.
41 Monto facturado en el año 2011 , sin impuestos , (en miles de pesos) por la energía vendida y contabilizada en 40.
42 Total de Energía facturada (suma de valores contabilizados en 36, 38 y 40).
43 Monto facturado en el año 2011 , sin impuestos , (en miles de pesos) por la energía vendida y contabilizada en 42.
44 Energía sumnistrada a otras distribuidoras durante el año 2011 (PAFTT No Firme).
45 Potencia Máxima total demandada, transportada y/o distribuida por las redes del Distribuidor registrada en el año 2011 (incluye la del servicio de PAFTT a GUMAs, GUMEs y GUPAs).
46 Relación de Pérdidas Totales, como la suma de las pérdidas Técnicas y No Técnicas, referidas al total de Eneria Operada.

Instalaciones											
Dotación		Líneas						Potencia Instalada			
		BT		MT		AT		AT/MT		MT/BT	
Propios	Contratados	Aéreo	Subterráneo	Aéreo	Subterráneo	Aéreo	Subterráneo	EETT	Instalada	CCTT	Instalada
nº	nº	km	km	km	km	km	km	nº	MVA	nº	MVA
15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
94	0	68.3	20.4	0.0	33.7	0.0	0.0	0	0	250	90

Energía facturada a cada tipo de Cliente en 2012																	
Residencial [kWh/bim]				General < 10kW [kWh/bim]		Ado.Público	Com. e Ind.	GGUU	Total Energ. Clientes Propios		PAFTT		Cooperativas		Total Venta Energ	
<= 1000	>1000 y <=1400	>1400 y <=2800	> 2800	<4000	>= 4000		≥ 10 y < 300 kW	≥ 300 kW	Un. físicas	Facturado	Un. físicas	Facturado	Un. físicas	Facturado	Un. físicas	Facturado
GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	Miles de $	GWh	Miles de $	GWh	Miles de $	GWh	Miles de $
27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42=36+38+40	43=37+39+41
61	7	6	4	11	11	9	35	63	207	76,117	0	0	0	0	207	76,117

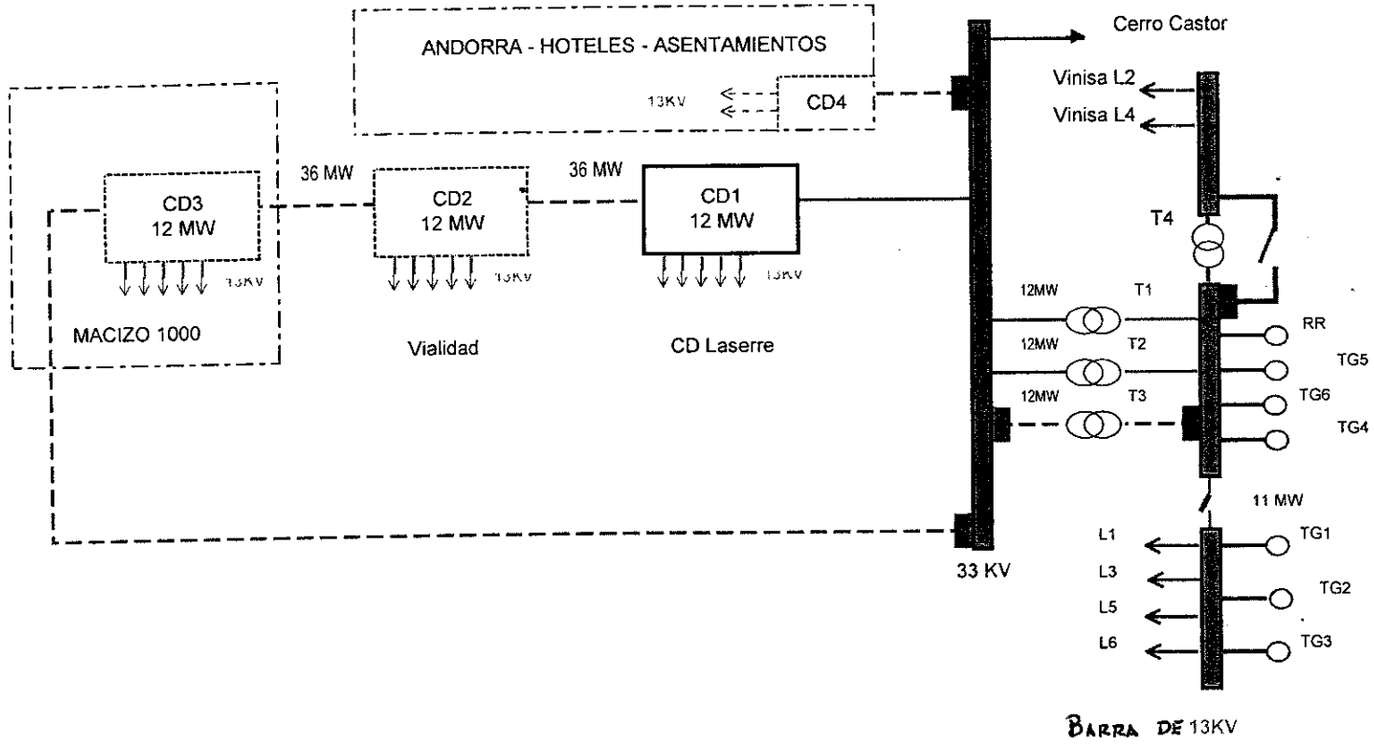
PAFTT DIST	Pot. Máx.	Pérdidas
Un. físicas	Un. físicas	
GWh	Mw	%
44	45	46
0	35.0	14.0%

PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO,
ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR

REPÚBLICA ARGENTINA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA

Esquema Ushuaia



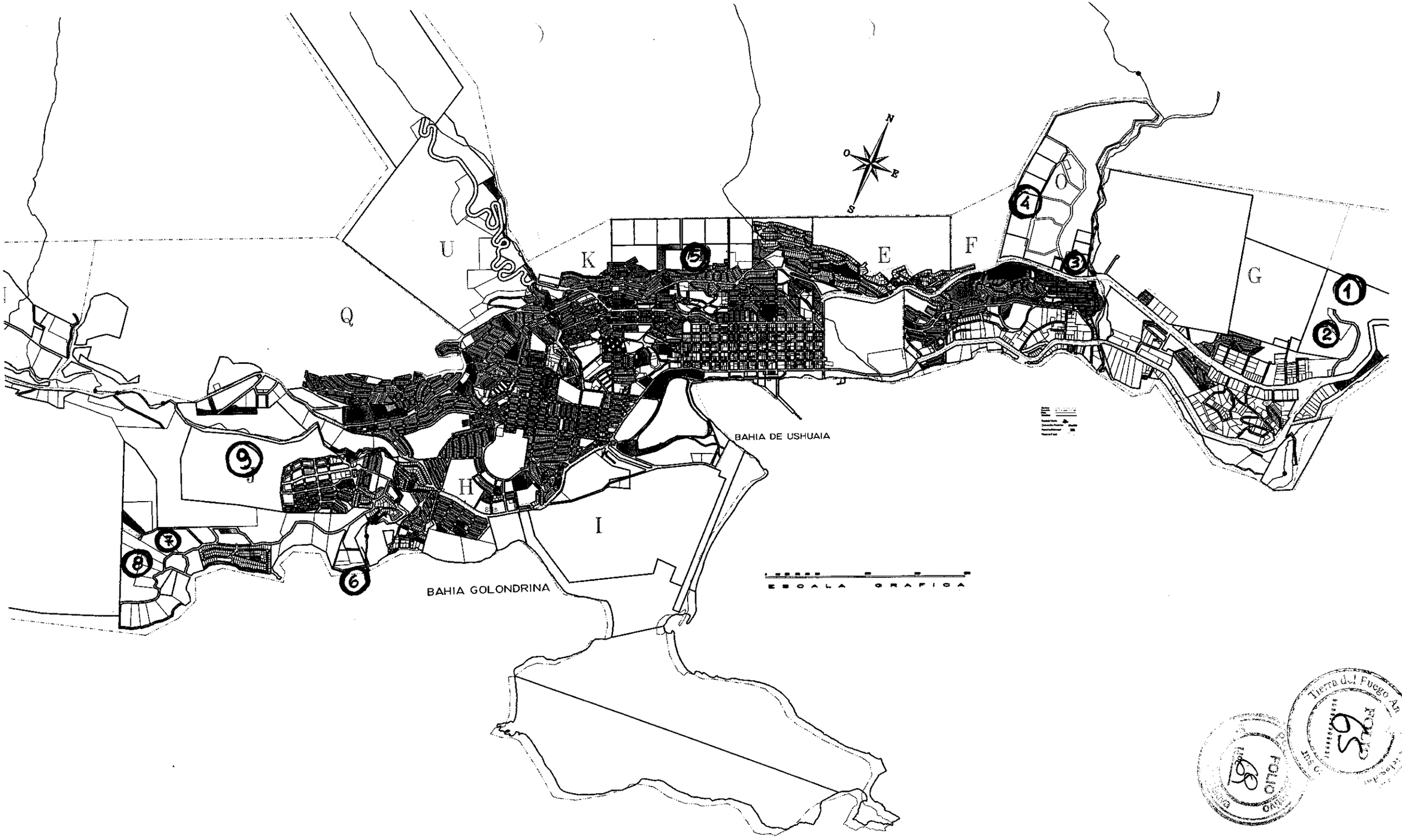
Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-170/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar o director@dpe.com.ar

FOLIO 63

FOLIO 64

FOLIO 68

Anexo 5


N
O
E
S
U
K
E
F
G
Q
H
I
BAHIA DE USHUAIA
BAHIA GOLONDRINA
ESCALA GRAFICA

J.M. Construcciones

De Roberto Jorge Mele
Kuanip N°1204, Ushuaia, Tierra del Fuego, CP9410; Argentina.
Tel/Fax (54) 02901 15517799
e-mail: robertojorgemele@gmail.com

FOLIO 66

FOLIO 10

Ushuaia, 09 de Abril de 2013

Sres.
Dirección Provincial de Energía:
At: Dpto. de Ingeniería.

De nuestra mayor consideración:

Solicitamos por la presente, la aprobación del proyecto de la red de distribución eléctrica en baja tensión y alumbrado público, para la obra Loteo Terrazas del Fin del Mundo, propiedad del Fideicomiso Terrazas del Fin del Mundo, ubicado en la Sección J, Macizo 1000, Parcelas 2AGDR y 2AGCR, de esta Ciudad.

Esta solicitud se origina en que, como es sabido, se acerca la época invernal, y los propietarios del emprendimiento desean comenzar con las tareas del tendido de los conductores de al menos de baja tensión y alumbrado público; para no exederse en los plazos de obras asumidos.

En cuanto a la red de media tensión propuesta, se solicita tenga a bien de responder a mi proyecto en el menor tiempo posible.

Sin otro particular, y esperando una pronta y favorable respuesta los saludo cordialmente.

DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA
NOE-761/13
11 ABR. 2013
RECIBIDO
10.43 hs

Roberto Jorge Mele
Matrícula DPE. N° 14

PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO,
ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR

REPÚBLICA ARGENTINA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA

FOLIO 67

FOLIO 1

NOTA N° 923/2013
LETRA D.P.E.

Notificado
Aclaración Roberto Jorge Mele
Fecha 16-04-13 Hora 9:45:25

Ushuaia, 15 de Abril de 2013

SR.
ROBERTO JORGE MELE
Matricula D.P.E. N° 14

Ref.: Nuevo loteo Terrazas del Fin del Mundo – Sección J, Macizo 1000, Parcelas 2AGDR y 2AGCR

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. a fin de dar respuesta a vuestra nota, registro DPE NOR N° 294/2013, donde se presenta para su análisis, documentación técnica relacionada con el proyecto eléctrico en el sector de referencia.- En tal sentido y teniendo en cuenta el carácter de aprobado del proyecto que fuera presentado con anterioridad, y considerando la nueva presentación y los cambios técnicos realizados, se informa que en virtud de la misma el proyecto original pierde la condición de aprobado.- Por tal motivo y de acuerdo al análisis técnico realizado en vuestra presentación, surgen las siguientes observaciones:

1. Ratificar o rectificar el valor de potencia del transformador de la S.E.T N° 2, según planos IE-02 e IE-03 dado que no se corresponden.-

2. Del plano IE-05 "Alumbrado Público" se informa que las columnas de alumbrado público deberán estar ubicadas sobre ochava y línea medianera de los lotes tal cual lo estipula el código de planeamiento urbano de la ciudad de Ushuaia.- En función de ello es que se requiere verificar la ubicación de las columnas que no cumplan con dicho requisito.-

3. Teniendo en cuenta el modelo de luminaria y columna propuesto para la urbanización y con el fin de unificar el mismo sobre calle Los Ñires, se requiere coordinar el mismo con esta DPE, considerando en un principio el tipo de iluminación existente en el sector Bahía Cauquén y Altos del Pipo.-

4. Se solicita cálculo luminotécnico del alumbrado público conforme las normas IRAM y AADL.-

5. Considerando las secciones de los conductores subterráneos de baja tensión y de acuerdo al plano IE-07, se requiere que se aumente la sección de los caños de entrada y salida a los pilares de medición.-

6. Se solicita croquis del tablero de acometida del conductor subterráneo de baja tensión.- Se informa además que la tapa del gabinete deberá estar provista de un ojal para la colocación de un candado tipo TVO y será de uso exclusivo de la DPE.-

7. Atento a que no se ha presentado documentación técnica del equipamiento electromecánico a utilizar (transformadores de distribución, celdas de media tensión, conductor subterráneo de media y baja tensión tablero de baja tensión), se solicita dicha documentación.-

Dirección Provincial de Energía

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO,
ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR

REPÚBLICA ARGENTINA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA

FOLIO Nº 72 FOLIO 68

8. Respecto al plano IE-02 "Red de 13,2 KV" donde se plantea utilizar cable subterráneo de media tensión con conductor de aluminio y de acuerdo al análisis técnico efectuado del cual en líneas generales se desprende lo siguiente:

   a) Las redes subterráneas de media tensión son ejecutadas en la actualidad con conductor de cobre.-

   b) La red actual que será extendida al ejecutarse esta urbanización y que seguirá extendiéndose hacia otras urbanizaciones, fue proyectada y ejecutada con conductor subterráneo de cobre de 3 x 70 mm^2.-

   c) Que al utilizarse el conductor propuesto, no se mantiene la capacidad actual de trasmisión considerando el cambio en las características técnicas de la red de media tensión al utilizarse conductor de aluminio.-

   d) Que mediante nota interna NOI N° 1065/2012 con fecha 23/04/2012, se aprobó el proyecto eléctrico de la misma urbanización, en particular donde la red de media tensión fue proyectada con conductor de cobre

   e) Que la DPE es la responsable del mantenimiento de dicha red una vez transferida, por lo cual se debe incorporar al stock, materiales y accesorios que no son de uso corriente en la actualidad.-

Por lo expuesto este Departamento de Ingeniería considera que no es factible la utilización de conductor subterráneo de aluminio en la red de media tensión de la urbanización.- Se requiere además que se informe si a la fecha se ha efectuado provisión de material, en particular referente a la línea de media tensión.-

Se adjunta a la presente el informe realizado por la Dirección de esta DPE.-

Respecto a las obras de tendido subterráneo de las líneas de media y baja tensión, e implantación de la Subestación Transformadora, las mismas deberán ser ejecutadas bajo la supervisión de esta D.P.E. y conforme a las especificaciones impuestas por la Reglamentación de la Asociación Electrotécnica Argentina "Reglamentación sobre Líneas Subterráneas Exteriores de Energía y Telecomunicaciones AEA 95101", "Reglamentación sobre Centros de Transformación y Suministro en Media Tensión AEA 95401", "Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas de Alumbrado Público AEA 95703" y de acuerdo a los requerimientos que esta dirección considere pertinente, tales como tipo y cantidad de celdas, tableros de baja tensión, transformador, traza de la línea de media tensión, condiciones de tendido, protección mecánica, cama de arena y demás requerimientos necesarios para una obra de dicha magnitud.-

Sin otro particular y quedando a la espera de la documentación requerida, a fin de poder dar continuidad al trámite correspondiente, lo saludo cordialmente.-

Ing. Adrián BELLEI
Departamento Ingeniería
Dirección Provincial de Energía

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

Simoes Seitler
ARQUITECTURA INGENIERIA

Ushuaia, 18 de enero de 2012.

Señores: DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA

Referencia: Urbanización Río Pipo – Sector II
Instituto Provincial de Vivienda
Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur.
Red de Media y Baja Tensión y Alumbrado Público.
Empresa Contratista: Ing. Lisardo V. Canga.
Nota DPE N° 0011/2012

Atención: Ing. Adrián Bertoni.

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. a los efectos de presentar los protocolos de ensayos requeridos en vuestra nota de marras, según siguiente detalle:

- Protocolo de Ensayos 51249068 XA – Cantidad 24 hojas.
- Protocolo de Ensayos 51249069 XA – Cantidad 10 hojas.

Sin otro particular, lo saluda muy atentamente.

Nestor R. Seitler
Ing. Electricista - UBA
Mat. Nac. 10054

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGIA
19 ENE. 2012
RECIBIDO
Hora .....

Laura Paredes
División Administración
Dirección Provincial de Energía

Dto. Ing. a sus efectos

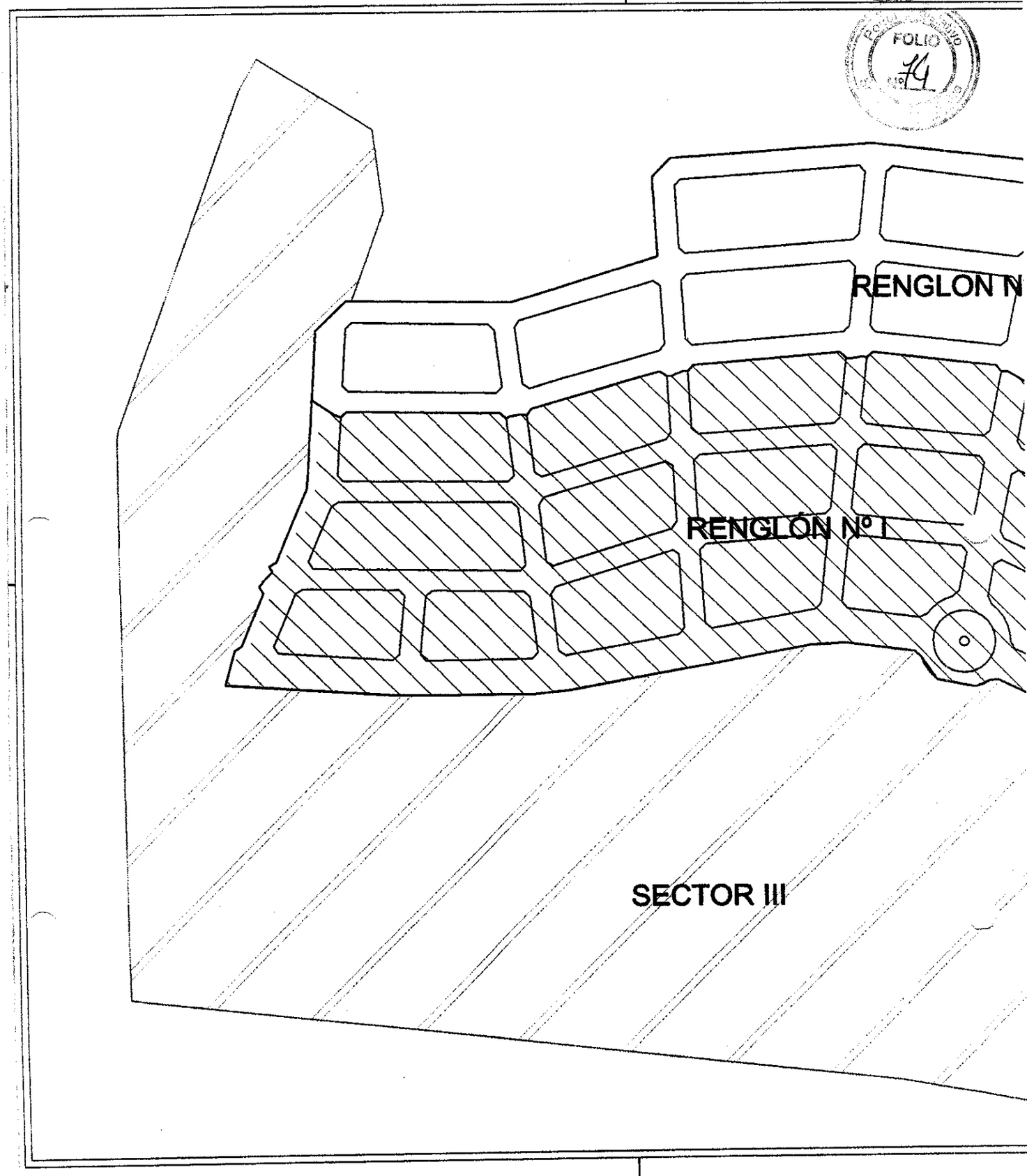
20/01/12

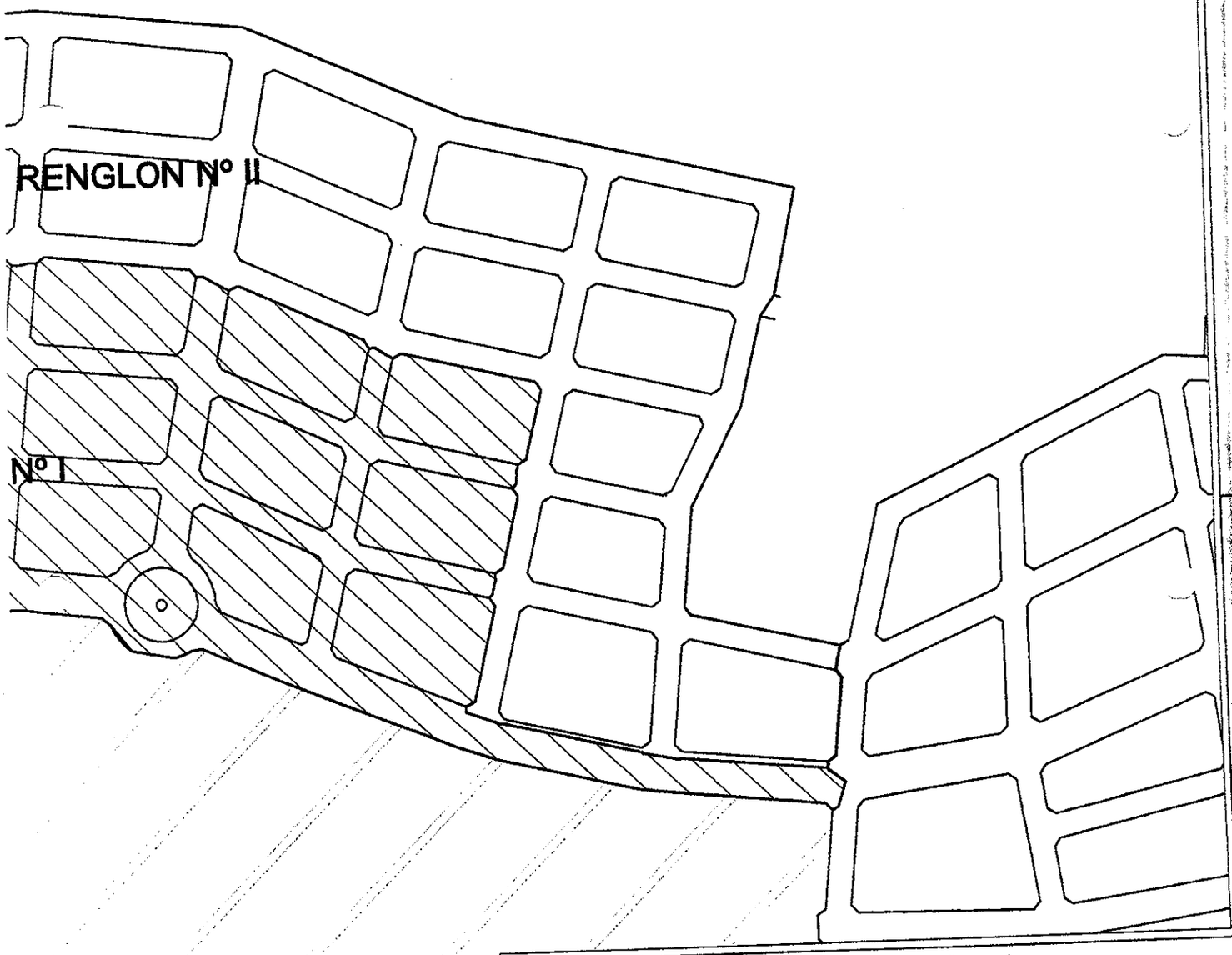
ING. ADRIAN BERTONI

Ruiz Galán 645 (9410) - Ushuaia - Tierra del Fuego
Tel.: 02901-430853 - info@estudioss.com.ar - www.estudioss.com.ar

FOLIO 70

FOLIO 74





Instituto Provincial de Vivienda

Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur

TITULO DEL PROYECTO: Urbanización Río Pipo Sector II	FIRMA PROPIETARIO	VISADO
		Nº PLANO: RPII.-2
NOMBRE DEL PLANO: Soliciones en Renglón I	FIRMA DIR. PROY.	ESCALA: 1:2500

Nestor R. Soifler
Ing. Electricista - UBA
Mat. Prof. 10054

REPUBLICA ARGENTINA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGIA

FOLIO 12

FOLIO 16

NOTA N° 1030 / 2011
LETRA D.P.E

Ushuaia, 13 de Abril del 2011

Sr.
SERGIO J. BALBINO

Ref.: Puesto de Transformación, Red de Media y Baja Tensión – Asociación Kamshen – Urbanización de Alakalufes – Ushuaia.-

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. a fin de dar respuesta a vuestra nota, registro DPE NOR N° 788/2011 ,donde se presenta para su evaluación documentación técnica y planos del proyecto eléctrico para el sector de referencia.- En tal sentido y del análisis realizado se informa que no existen observaciones a la documentación presentada en vuestra nota.- En función de lo expuesto, se informa que el proyecto eléctrico se encuentra aprobado.- En particular deberán tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

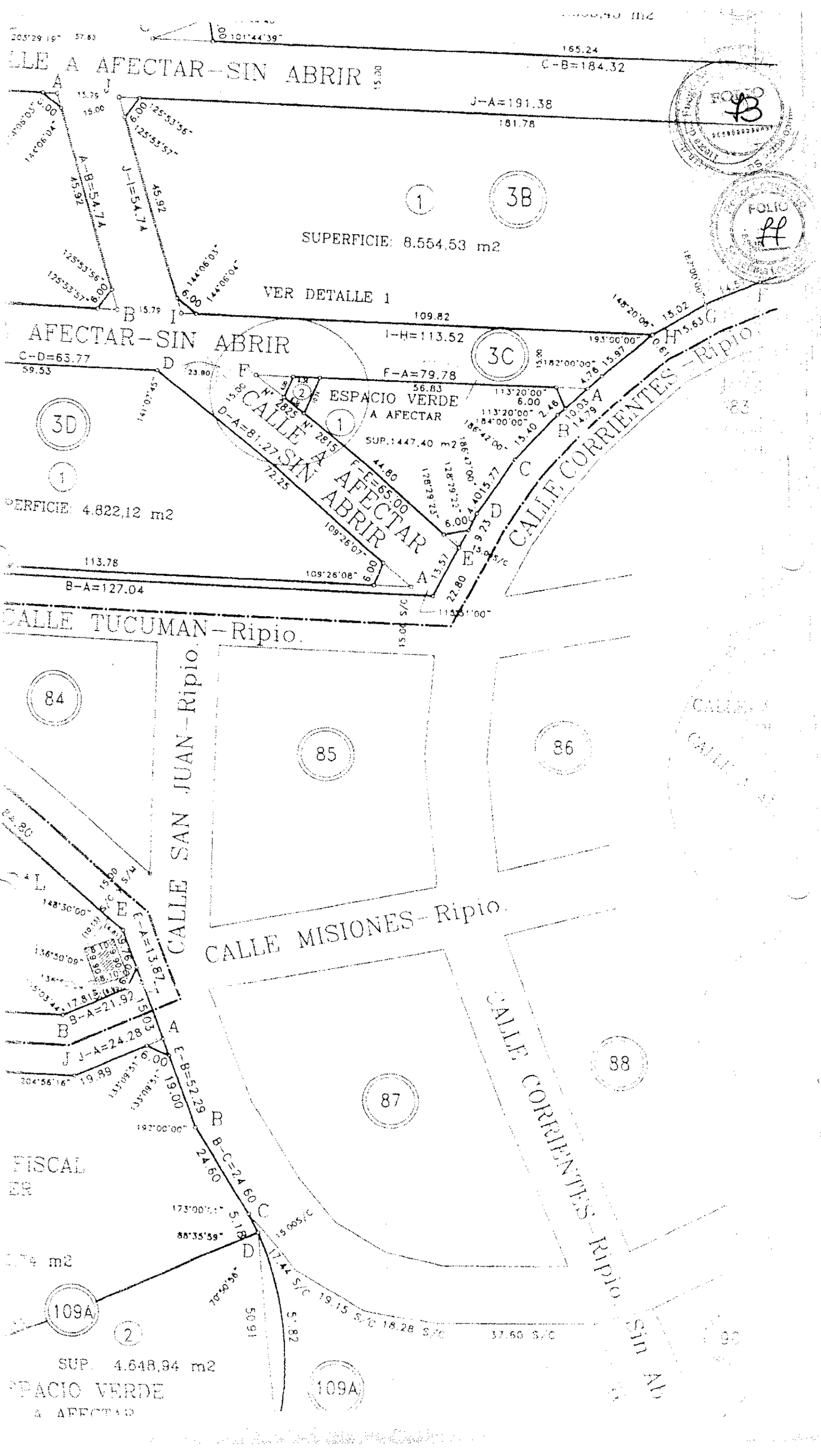
1. Previo al emplazamiento de la Subestación Transformadora, deberá presentarse el cálculo del sistema de puesta a tierra en un todo de acuerdo a las reglamentaciones vigentes, solicitado mediante la nota NOI N° 979/2011 letra DPE, de acuerdo a lo expuesto en vuestra nota NOR N° 788/2011, y su valor deberá ser menor o igual a ***5 [Ω]***.-
2. Antes de realizar la conexión de las instalaciones eléctricas de la Urbanización a la red de energía eléctrica existente, es necesario que se presente toda la documentación conforme a obra donde se incluya además todos los protocolos de ensayos realizados a las celdas, transformadores, cables etc.-

Respecto a las obras de tendido de la línea de media y baja tensión e implantación de la Subestación Transformadora, la mismas deberán ser ejecutadas bajo la supervisión de esta D.P.E. y conforme a las especificaciones impuestas por la Reglamentación de la Asociación Electrotécnica Argentina "Reglamentación sobre Centros de Transformación y Suministro en Media Tensión AEA 95401", Reglamentación Líneas Aéreas Exteriores de Baja Tensión "Reglamentación Líneas Subterráneas Exteriores de Energía, y Telecomunicaciones AEA 95101", "Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles AEA 90364", y de acuerdo a los requerimientos que esta dirección considere pertinente, tales como tipo y cantidad de celdas, tableros de baja tensión, transformador, traza de la línea de media tensión, condiciones de tendido, protección mecánica, cama de arena y demás requerimientos necesarios para dicha obra.-

Sin la presentación y aprobación de la documentación solicitada en los puntos 1 y 2 no se permitirá la conexión a la red de energía eléctrica existente, propiedad de la Dirección Provincial de Energía.-

Sin otro particular lo saludo cordialmente.-

Dirección Provincial de Energía


CALLE A AFECTAR-SIN ABRIR
J-A=191.38
181.78
C-B=184.32
165.24
SUPERFICIE: 8.554,53 m2
VER DETALLE 1
AFECTAR-SIN ABRIR
I-H=113.52
109.82
C-D=63.77
59.53
F-A=79.78
56.83
ESPACIO VERDE
A AFECTAR
SUP.1447,40 m2
CALLE A AFECTAR SIN ABRIR
D-A=81.27
72.25
F-E=65.00
44.80
B-A=127.04
113.78
CALLE TUCUMAN-Ripio.
CALLE CORRIENTES-Ripio.
CALLE SAN JUAN-Ripio.
CALLE MISIONES-Ripio.
CALLE CORRIENTES-Ripio.
FISCAL
SUP. 4.648,94 m2
3B
3C
3D
84
85
86
87
88
109A
FOLIO 43
FOLIO 44

J.M. Construcciones

Ushuaia, 16 de Enero de

Sres.
Dirección Provincial de Energía
At: Dpto. de Ingeniería

De nuestra mayor consideración:

Adjuntamos a la presente la documentación solicitada por Vuestra nota N° 84/2012 para la alimentación de cuatro lotes y la cantera de la firma Angel Masciotra S.A. ubicados sobre la calle sin nombre, de la sección G; macizo 1000, parcelas 15; 18; 19; 20, de esta Ciudad.

En cuanto a la solicitud de los datos solicitados del transformador de potencia, se informa que fueron solicitados al fabricante y aún no hemos recibido la respuesta. Esa documentación se entregará en el momento de ejecutar la obra.

Sin otro particular, y esperando una pronta y favorable respuesta

los saludo cordialmente.

Roberto Jorge Mele

PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO
ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR

REPUBLICA ARGENTINA

DIRECCION PROVINCIAL DE ENERGIA

FOLIO 45

FOLIO 46

NOTA N° 177 / 2012
LETRA D.P.E

Ushuaia, 19 de Enero de 2012

Sr.
ROBERTO JORGE MELE
MATRICULA D.P.E. N° 14

Ref.: Factibilidad de Suministro Eléctrico
Sección G - Macizo 1000 - Parcelas
15, 18, 19, 20 - Ushuaia.-

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. a fin de dar respuesta a vuestra nota, registro DPE NOR N° 125/2012, donde se presenta para su análisis planos del proyecto eléctrico para el sector de referencia.- En tal sentido y del análisis realizado, se informa que el proyecto eléctrico se encuentra aprobado.-

Respecto a las obras de implantación del Puesto de Transformación y Tendido de los Conductores Aéreos de Media, Baja Tensión y Subterráneos de Baja tensión, la mismas deberán ser ejecutadas por el propietario del inmueble bajo la supervisión de esta D.P.E. y conforme a las especificaciones impuestas por la Reglamentación de la Asociación Electrotécnica Argentina "Reglamentación sobre Centros de Transformación y Suministro en Media Tensión AEA 95401", Reglamentación Líneas Aéreas Exteriores de Media Tensión y Alta Tensión AEA 95301, "Reglamentación sobre Líneas Aéreas Exteriores de Baja Tensión AEA 95201", Reglamentación sobre Líneas Subterráneas Exteriores de Energía y Telecomunicaciones AEA 95101, y de acuerdo a los requerimientos que esta dirección considere pertinentes para dicha obra.- Por tal motivo se deberá notificar por escrito esta DPE, en un plazo de ***48 [hrs.]*** hábiles, antes de comenzar con las tareas pertinentes.-

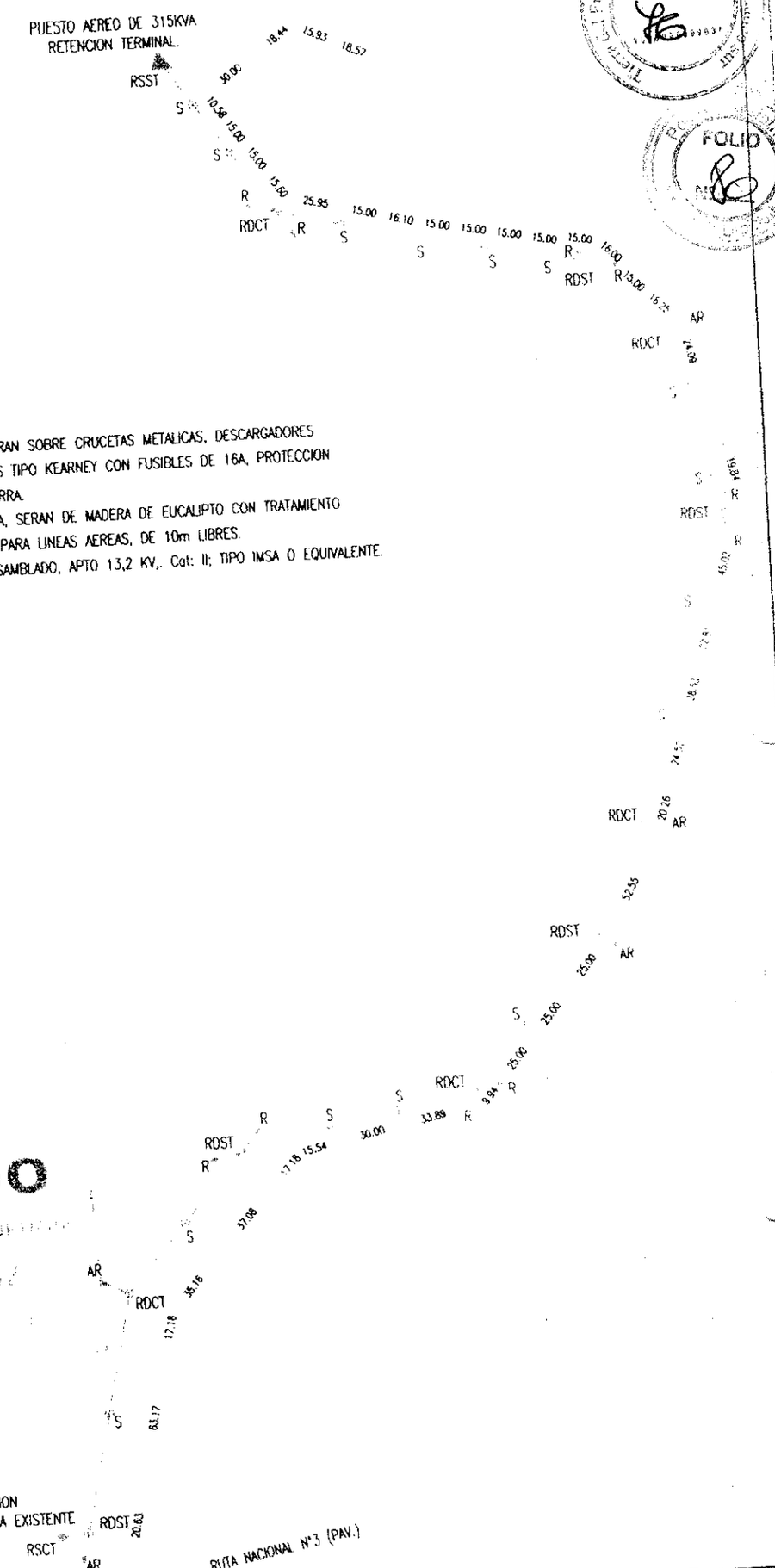
Se aclara además que toda la tramitación tendiente a autorizar y aprobar la obra en la Municipalidad de Ushuaia, deberá ser realizada por el usuario y/o solicitante.-

Sin otro particular lo saludo cordialmente.-

Notificado
Roberto Jorge Mele
19-1-12 13 hs

ING. NESTOR OAKLEY
Departamento Electrotecnia
Dirección Provincial de Energía

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar



NOTAS:

1.- EN EL PUNTO DE CONEXIÓN, SE MONTARAN SOBRE CRUCETAS METALICAS, DESCARGADORES DE SOBRETENSION, SECCIONADORES FUSIBLES TIPO KEARNEY CON FUSIBLES DE 16A, PROTECCION MECANICA DEL CONDUCTOR, Y PUESTA A TIERRA.

2.- TODOS LOS POSTES DE LA NUEVA LINEA, SERAN DE MADERA DE EUCALIPTO CON TRATAMIENTO PRESERVADOR CON CREOSOTA, UTILIZABLES PARA LINEAS AEREAS, DE 10m LIBRES.

3.- EL CONDUCTOR SERA DEL TIPO PREENSAMBLADO, APTO 13,2 KV,. Cat: II; TIPO IMSA O EQUIVALENTE. DE SECCION 3x70mm², DE ALUMINIO

REFERENCIAS:

RSCT	RETENCION SIMPLE CON TENSOR.
RSST	RETENCION SIMPLE SIN TENSOR.
RDST	RETENCION DOBLE SIN TENSOR.
RDCT	RETENCION DOBLE CON TENSOR.
S	SUSPENSION.
R	RIENDA.
AR	AUTORIENDA.

APROBADO
DIRECCION PROVINCIAL DE ENER...
FECHA ...
USHUAIA TIERR...

ING. NESTOR BARRIA
Departamento Ingeniería
Dirección Provincial de Energía

Propietario: Diesel SA; Arroyo; Cichero; Brunat y Nuñez

Obra: *Electrificación Sección G, Macizo 1000*

Título: Red de 13,2 KV

Plano N°: I.E-01

Escala: s/e

Revisión: 2

Fecha: 20-12-11

Firma:

J.M. Construcciones
Kuanip N°1204 - Ushuaia - T. D. F.

Cantidad De Habitantes	Espacio verde 11%		Reservas 4%		Superficie Total por habitante
			Equip. de Uso Público		
	Esp. Verde de Uso Público (9%)	Esp. Deportivo de Uso Público (2%)	. **Fiscal 2%**	**Municipal 2%**	
Hasta 500	3,5 m²	1,00 m²	1,00 m²		5,50 m²
De 501 hasta 1000	4,00 m²	1,00 m²	1,50 m²		6,50 m²
De 1001 hasta 1500	4,50 m²	1,00 m²	2,00 m²		7,50 m²
De 1501 hasta 2000	5,00 m²	1,00 m²	2,00 m²		8,00 m²
Más de 2001	6,00 m²	1,00 m²	2,50 m²		9,50 m²

Tabla 1

* Las superficies destinadas a E.V., R.F., y R.M., deberán conformar preferentemente una unidad dentro de un único macizo, o dentro de un sector.

IV.1.4.4. Aceptación de cesiones

La aceptación formal del Municipio de las fracciones a donar, quedará perfeccionada mediante el mero acto administrativo de aprobación del plano de mensura correspondiente.

IV.1.5. PRESENTACIÓN PROYECTOS

Los proyectos se presentarán para su trámite de aprobación de acuerdo en lo indicado en capítulo I Normas administrativas

IV.1.5.1. Responsabilidad

a) EL PROPIETARIO de la fracción a subdividir es responsable de la contratación de un profesional Director de Proyecto. El propietario es responsable de la ejecución de la totalidad de las obras a su coste.

b) EL PROFESIONAL.- Será quien estará a cargo de realizar el proyecto, dirigir y contratar a los profesionales que por sus incumbencias correspondiera, para la ejecución de etapas de proyecto y de obras, dirigir las obras en general y representar al propietario ante el A.T.M. de incumbencia.

IV.1.6. APROBACIÓN DE LOS PROYECTOS

El proyecto de subdivisión será aprobado por el A.T.M. de incumbencia, siempre que cumpla con las exigencias establecidas.

IV.2.2.1. Estructura Calles.

Se exigirá un estudio y proyecto de rasante de pavimento, drenes y desagües necesarios que será aprobado por el A.T.M. de incumbencia.

Deberá realizarse el perfilado de las calles con arreglo a dicho proyecto de rasante y las obras de urbanización antes de la cesión al Municipio.

IV.2.2.2. Calles primarias.

Se exigirá en proyecto de nuevas urbanizaciones cuando:

a) Sea necesaria para dar continuidad a la trama circulatoria del entorno urbano.

b) Se encuentre prevista en plan director.

c) Las densidades poblacionales y caracteristicas de uso así lo exijan.

IV.2.2.3. Calles secundarias.

Cada 400m lineales como mínimo y 800 m. lineales como máximo, deberá trazarse una calle secundaria que responda a las caracteristicas estructurales, funcionales y carácter detallados en capítulo II Sistema circulatorio.

IV.2.2.4. Calles internas.

La traza de las calles internas se caracterizará y estructurará de acuerdo a las restricciones que se definen en capitulo II Sistema Circulatorio.

IV.2.2.5. Calles de conexión.

Estas calles deberán tener estructura, carácter y función de calles secundarias. Se trazaran dos calles como mínimo que relacionarán al conjunto con vías primarias.

IV.2.3. CONTINUIDAD CIRCULATORIA.

La estructura circulatoria de toda Nueva Urbanización deberá asegurar la ininterrupción de todas las calles trazadas en su entorno otorgando continuidad circulatoria y urbana.

a) Cuando el área a urbanizar se encontrare limitada en dos o más lados por fracciones sin urbanizar la estructura circulatoria se proyectará permitiendo que al fraccionarse el entorno quede integrado con continuidad circulatoria.

b) Cuando razones topográficas fueran las barreras que interrumpen la circulación, deberán trazarse dos calles secundarias de conexión y se realizarán las obras de ingenieria necesarias para asegurar la continuidad circulatoria.

IV.2.4. PASAJES PEATONALES.

Todo pasaje peatonal proyectado deberá realizarse en un todo de acuerdo con las normativas vigentes. Al cederse las superficies deberán estar abiertas sus trazas, consolidadas las circulaciones y parquizados los laterales y, en casos que se salvara desniveles, construidas las escaleras y/o escalones.

IV.2.5. INFRAESTRUCTURA URBANA.

A cargo del patrocinante se proyectarán y realizarán todas las obras de infraestructura que den carácter urbano al sector subdividido.

IV.2.5.1. Servicios esenciales.

Se realizarán los proyectos y obras necesarios para dotar a la urbanización de red de agua potable, red de desagües cloacales, energía eléctrica, gas, bocas de incendio y desagües pluviales en un todo de acuerdo con las normas y requisitos técnicos que las dependencias responsables exijan.

IV.2.5.2. Iluminación vía pública.

La iluminación de vía pública y espacios verdes recreativos y deportivos se realizará de acuerdo a proyecto aprobado por el A.T.M. DE INCUMBENCIA pudiendo particularizar el diseño de columnas y farolas en el interior del conjunto y mantener el diseño existente en calles perimetrales y calles primarias.

IV.2.5.3. Obras complementarias.

Se proyectarán y realizarán las obras complementarias necesarias en el interior de la urbanización como las que surgieran para dar continuidad circulatoria y urbana. Los proyectos serán aprobados por el A.T.M. DE INCUMBENCIA así como la inspección de las obras.

IV.2.5.4. Aceras.

Deberán realizarse en toda la urbanización en un ancho mínimo de 1.00m (un metro) consolidadas y transitables en el perímetro de todos los macizos creados en un todo de acuerdo con lo requerido en capítulo II.

IV.2.6. FORESTACIÓN Y PARQUIZACIÓN.

Será obligatorio forestar la vía pública, debiendo realizarse con especies y en época apropiadas, estando a cargo del patrocinador su cuidado y reposición hasta seis meses después de realizadas las cesiones y vendidas las parcelas, según lo indicado en el capítulo TRAMAS CIRCULATORIAS - Aceras.

IV.2.6.1. Verdes lineales.

En calles se forestará a razón de un ejemplar por frente de parcela. En espacios verdes un ejemplar cada 12m en aceras.

IV.2.7. ESPACIOS VERDES.

Los espacios verdes deberán ser proyectados acorde a la función asignada, equipados y forestados.

IV.2.7.1. Arbolización

Deberán arbolarse y /o conservarse las especies existentes conformando espacios que cumplan con las funciones:

a) Paisajística

b) Protección bioclimática

IV.2.7.2. Espacios residuales.

Todo espacio que se generara como resultante del diseño de la trama circulatoria y/o conformación de macizos que por sus dimensiones no conforme área de uso deberá ser forestado y parquizado.

Cuando sean cedidos al Municipio, pasados los seis meses el mismo quedará a cargo de protección y mantenimiento.

FOLIO
FOLIO 84

Anexo 6

PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO,
ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR

REPÚBLICA ARGENTINA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA

FOLIO 3

FOLIO 84

FOLIO 85

Nota N° 1982/2013
Letra: "DPE"

Ushuaia, 6 de agosto 2013.-

Sr. Director

En función de lo solicitado se adjunta el documento con los criterios y cálculos utilizados para la determinación del ajuste a aplicar en el cuadro de tarifas de acuerdo a la normativa vigente.

Atento a lo conversado oportunamente con el Sr. Presidente y entendiendo que el ajuste resultante resulta de un impacto muy fuerte en la comunidad, se elaboró la propuesta que realiza el cambio de tarifas mediante la aplicación del FTAT (Factor Transitorio de Ajuste Tarifario) en varios tramos.

Se eleva a su consideración.

Ing. Fernando Martin Aras
Jefe Departamento
Planificación y Costos
Dirección Provincial de Energía

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

FOLIO 4
FOLIO 82
FOLIO 86

PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO, ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR

Dirección Provincial de Energía

Criterios Utilizados para la determinación del ajuste a aplicar al cuadro de tarifas Servicio Eléctrico.

Julio 2013

INDICE

1 RESUMEN EJECUTIVO. 2

2 INTRODUCCIÓN. 4

3 OBJETIVO. 5

4 DESARROLLO. 6

4.1 COMPONENTES DE LA TARIFA. 6
4.2 DEFINICIÓN DE LA ESTRUCTURA. 7
4.2.1 Pequeñas Demandas. 7
4.2.2 Medianas Demandas (MD) y Grandes Demandas (GD). 9
4.2.3 Alumbrado Público. 9
4.2.4 Cargos por recategorización. 10
4.3 SUBSIDIOS. 10
4.4 COSTOS DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA Y POTENCIA. 10
4.5 PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA. 10
4.6 COSTOS DE DISTRIBUCIÓN. 11
4.7 COSTOS COMERCIALES Y ADMINISTRATIVOS. 11
4.8 FACTORES DE FORMA Y RESPONSABILIDAD. 12

5 CARGOS TARIFARIOS. 13

5.1 PEQUEÑAS DEMANDAS. T1R Y T1G. 13
5.2 MEDIANAS DEMANDAS. T2. 15
5.3 GRANDES DEMANDAS. T3BT. 16
5.4 GRANDES DEMANDAS. T3MT. 17
5.5 TARIFA ALUMBRADO PÚBLICO. 18
5.6 INCIDENCIA DE LA INCOBRABILIDAD. 19
5.7 CÁLCULO DE CARGOS. 20
5.8 FACTOR TRANSITORIO DE AJUSTE DE TARIFAS (FTAT). 20

1 RESUMEN EJECUTIVO.

A partir de la implementación del Régimen y Cuadro de tarifas, que se puso en vigencia desde el primero de junio del año 2008, se definieron las pautas y la metodología adoptada para realizar las actualizaciones durante los siguientes cinco años. Los criterios fundamentales definidos oportunamente y aplicados para la presente actualización del cuadro tarifario se pueden resumir en:

- Se mantiene lo sustentado para la elaboración de los sucesivos Cuadros Tarifarios aplicados, es decir el criterio que los ingresos provenientes de la venta de energía a las diferentes categorías de usuarios deben permitir cubrir los costos que demande la prestación del servicio de producción y distribución de electricidad, en el área de influencia de la Dirección Provincial de Energía.
- Al igual que en el cuadro vigente, se consideran de manera independiente los costos de abastecimiento de energía y potencia, por un lado, y los de distribución que son la operación y el mantenimiento de las redes incluidos los costos comerciales y administrativos del servicio público, por otro.
- El costo de la provisión del combustible para las centrales, denominado en el informe como el costo de Abastecimiento se transfiere a todos los usuarios de manera directa a la tarifa mediante la metodología del "pass-through".
- Como los generadores de la Provincia no perciben a la fecha el sistema administrativo de precios, costos y compensaciones del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en el presente ajuste al cuadro de tarifas vigente no se ha previsto dicha posibilidad. En caso de incorporarse y que la DPE reciba una compensación de los precios de abastecimiento del mercado mayorista, se analizará conjuntamente con la Secretaria de Energía de Nación el ajuste a realizar al costo de abastecimiento y la modificación a introducir en la tarifa a usuario final.
- Los altos costos que viene soportando la DPE tiene su impacto directo tanto en los costos de abastecimiento como los de distribución, en ese contexto se opto por el criterio de minimizar el traslado a los usuarios residenciales de menores recursos, para lo cual se utilizó por un lado el factor transitorio de ajuste tarifario (FTAT) y por el otro se priorizó la aplicación del Fondo compensador (FCT) a los usuarios indicados.
- Basado en el criterio de equidad seguido en relación con la asignación de los costos, se continúa con el criterio de la medición y cobro de la potencia puesta a disposición del usuario, en aquellas categorías que resulta adecuado hacerlo (medianas y grandes demandas). La adopción de este criterio permite una mejora sustancial en la equidad de las tarifas, en la medida que facilita la diferenciación de costos fijos y variables. En este caso el FTAT permite recuperar los ingresos necesarios para mantener el servicio estable.
- Se han actualizado los costos del servicio de acuerdo a los criterios vigentes, a efectos de mantener uniformes las tarifas que presta la DPE en el ámbito provincial, como ocurre en la mayoría de las jurisdicciones del país, se ha elaborado un único cuadro tarifario para todas las localidades abastecidas por la DPE.
- El Fondo de Compensación Tarifaria será aplicado a los clientes residenciales de acuerdo con su nivel de consumo, a los efectos de minimizar el impacto en los mismos por el ajuste tarifario a aplicar..
- En el caso de la localidad de Tolhuin se ha determinado una aplicación diferenciada tanto del FCT como del FTAT, con el objeto de minimizar el impacto sobre los usuarios teniendo en cuenta que el cuadro de tarifas a aplicar es el mismo que para un usuario de la ciudad de Ushuaia. Cabe aclarar que la diferencia existente entre los costos del servicio de Tolhuin y lo recaudado con la tarifa será cubierto con el FCT.

Como resumen podemos indicar que se han actualizado las tarifas en función de la metodología existente y para una mayor claridad del impacto que tendrá se incorpora una comparación entre los valores actuales y los propuestos para diferentes categorías tarifarias.

CUADRO TARIFARIO PROPUESTO

	Unidad	Importe	
TARIFA 1 - PEQUEÑAS DEMANDAS			
T 1-R Uso residencial			
Cargo fijo (haya o no consumo)	$/mes	40,18	
Cargo Variable por energía:	$/kWh		
Primeros 150 kWh/mes		0.7381	
Siguientes 150 kWh/mes		0.7246	
Excedente de 300 kWh/mes		0.7703	
T 1-G Uso General			
Cargo fijo (haya o no consumo)	$/mes	45,61	
Cargo Variable por energía:	$/kWh		
Primeros 1000 kWh/mes		0.7853	
Siguientes 1300 kWh/mes		0.8732	
Excedente de 2300 kWh/mes		0.9308	
TARIFA 2 - MEDIANAS DEMANDAS con Potencia Contratada mayor a 10 y menor a 30 kW			
Cargo Fijo	$/mes	211	
Por capacidad de suministro contratada	$/kW-mes	144	
Cargo Variable por energía:	$/kWh	0,2475	
TARIFA 3 - GRANDES DEMANDAS con Potencia Contratada igual o mayor a 30 kW			
		Potencia desde 30 hasta 300 kW	Potencia igual o mayor a 300 kW
Media Tensión			
Cargo fijo	$/mes	4807,21	5307,96
Cargo por Potencia	$/kW-mes		
Por capacid.de suministro contratada en hs de punta		13,98	13,98
Por capacid.de suministro contratada en hs fuera de punta		11,7	11,7
Cargo por suministro de potencia	$/kW-mes	45.43	45,43
Cargo por consumo de energía	$/kWh		
Período horas de punta		0.2505	0.2505
Período horas de resto		0.2314	0.2314
Período horas de valle		0.2452	0.2452
Bornes Trafo Media a Baja Tensión			
Cargo fijo	$/mes	192,29	192,29
Cargo por Potencia	$/kW-mes		
Por capacid.de suministro contratada en hs de punta		27,00	27,00
Por capacid.de suministro contratada en hs fuera de punta		23,03	23,03
Cargo por suministro de potencia		47.37	47.37
Cargo por consumo de energía			
Período horas de punta		0.2517	0.2517
Período horas de resto		0.2324	02324
Período horas de valle		0.2464	0.2464
Baja Tensión			
Cargo fijo	$/mes	191.92	191.92
Cargo por Potencia	$/kW-mes		
Por capacid.de suministro contratada en hs de punta		59,63	59,63
Por capacid.de suministro contratada en hs fuera de punta		51,96	51,96
Cargo por suministro de potencia		49,69	49,69
Cargo por consumo de energía			
Período horas de punta		0.2608	0.2608
Período horas de resto		0.2409	0,2409
Período horas de valle		0.2553	0.2553
TARIFA 4 - ALUMBRADO PÚBLICO			
AP Suministro de energía			
Cargo variable por energía	$/kWh	0.838	

TARIFAS TRANSITORIAS			
TARIFA 2 - MEDIANAS DEMANDAS			
Cargo Fijo	$/mes	211	
Cargo Variable	$/kWh	0.6740	
TARIFA 3 - GRANDES DEMANDAS			
		Potencia desde 30 hasta 300 kW	**Potencia igual o mayor a 300 kW**
Media Tensión			
Cargo fijo	$/mes	4807.21	5307.96
Cargo Variable	$/kWh	0.4141	0.4083
Bornes Trafo Media a Baja Tensión			
Cargo fijo	$/mes	192.29	192.29
Cargo Variable	$/kWh	0.4215	0.4215
Baja Tensión			
Cargo fijo	$/mes	191.92	191.92
Cargo Variable	$/kWh	0.6233	0.6233

Para el cuadro propuesto y en cada uno de los escenarios se han definido los valores a aplicar en concepto de FCT (Fondo compensador) de acuerdo al impacto que tiene en cada uno de los segmentos tarifarios. Para el caso de la localidad de Tolhuin el mismo se especifica en el punto 5.9 del presente documento. El criterio de aplicación que se adoptó es realizar la distribución en función de los escalones de consumo, quedando conformado de la siguiente manera:

Categoría	Subsidio ($/mes)
Tarifa 1R: Residencial	
Consumos mayores a 10 kWh/mes hasta 40 kWh/mes, inclusive.	20.00
Consumos mayores a 40 kWh/mes hasta 80 kWh/mes, inclusive.	23.00
Consumos mayores a 80 kWh/mes hasta 110 kWh/mes, inclusive.	26.50
Consumos mayores a 110 kWh/mes hasta 160 kWh/mes, inclusive.	18.00
Consumos mayores a 160 kWh/mes hasta 300 kWh/mes, inclusive.	16.00

Para el cuadro propuesto y como ya fue indicado a los efectos de amortiguar el impacto en los usuarios se ha definido un cronograma de vigencia de los valores a aplicar en concepto de FTAT (Factor Transitorio de Ajuste Tarifario) el cual se especifica en el punto 5.8 del presente documento.

2 INTRODUCCIÓN.

Para el cálculo del ajuste a realizar al Cuadro Tarifario vigente, para los servicios que presta la DPE en la Provincia, se ha mantenido los criterios elaborados en el estudio completo de costos realizado durante el año 2007, cuya vigencia se estima en 5 años.
Si bien los valores obtenidos en dicho estudio, debían revisarse luego de 5 años, por el tipo de crecimiento que ha tenido la ciudad y considerando la necesidad de reajustar en el menor plazo posible las tarifas, es que se ha adoptado el criterio de mantener los coeficientes y criterios de cálculo que se venían utilizando, dejando para la próxima modificación de tarifas la revisión y/o actualización de los mismos.
Sólo en lo que se refiere a la determinación de los costos de abastecimiento se actualizaron los montos del VNR ya que se hace necesario ajustar los mismos.
Es importante destacar, previo a adentrarnos en la metodología utilizada para realizar el ajuste tarifario para el año 2013/4, que para la elaboración del Cuadro Tarifario vigente, se han aplicado los siguientes criterios:

a) Los ingresos provenientes de la venta de energía a las diferentes categorías de usuarios deben permitir cubrir los costos que demande la prestación del servicio de producción y distribución de electricidad, en el área de influencia del mismo. Esto significó la alineación de las tarifas con los costos propios del servicio.

FOLIO 87
FOLIO 91

Cabe aclarar que los estudios y criterios utilizados para la confección del cuadro de tarifas se alinean directamente con las pautas establecidas en la Ley Nº 24065 a cuyos principios tarifarios Tierra del Fuego adhirió oportunamente, a través de la promulgación del la Ley Provincial Nº 45.

b) Conocido el valor de los costos de la prestación del servicio, es el de asignación de los mismos entre las distintas categorías de usuarios teniendo en cuenta que los costos se distribuyan en función de la contribución que cada modalidad de consumo hace al costo general del servicio.

Basado en el mismo criterio de equidad seguido en relación con la asignación de los costos, se continúa con la medición y el cobro de la potencia puesta a disposición del usuario, en aquellas categorías de consumo que resulta adecuado hacerlo. La adopción de este criterio permite una mejora sustancial en la equidad de las tarifas, en la medida que facilita la diferenciación de costos fijos y variables.

c) Se han actualizado los costos del servicio para cada una de las localidades abastecidas por la DPE y a efectos de tender a uniformar las tarifas en el ámbito provincial, como ocurre en la mayoría de las jurisdicciones del país, se ha elaborado un único cuadro tarifario común para todas las localidades.

d) Se han considerado por un lado los costos de abastecimiento (producción de electricidad) y por otro, los costos de distribución. De esta forma, se separan los gastos que ocasiona la unidad de Generación de los de la Distribución.
Los costos de abastecimiento se integran con el recupero del capital invertido en centrales de generación y sus equipos asociados (ya se ha aclarado que los mismos han sido actualizados ya que se ha registrado un incremento significativo en los valores); los costos de combustible y los gastos de operación y mantenimiento (O&M). El primero se traslada al costo de la potencia que se transfiere a cada una de las categorías tarifarias. El combustible y la O&M se trasladan al precio de la energía ya que son variables según el consumo.
El Valor Agregado de Distribución (VAD), se integra con los costos de capital invertidos en el desarrollo de las redes; los costos de operación y mantenimiento y los costos comerciales y administrativos. Mediante apropiados centros de costos se discriminan estos costos según el nivel de tensión de la red en Media y Baja Tensión. Se agrega un nivel intermedio para los clientes abastecidos en Baja Tensión con transformador dedicado.

De todo lo expuesto se desarrolló la propuesta de cuadro de tarifas buscando prorratear equitativamente los costos entre todos los clientes en función de la responsabilidad que le compete a cada grupo o categoría tarifaria. Frente a la necesidad coyuntural de no aplicar en una sola vez el nuevo cuadro por el consiguiente impacto económico que conlleva en la población se ha elaborado en documento aparte la aplicación del factor transitorio de ajuste tarifario (FTAT) buscando compensar las diferencias entre la estructura de costos existente y el traslado de los mismos a las distintas categorías tarifarias.

3 OBJETIVO.

Este informe tiene como objetivo presentar y detallar el modelo que realiza el Ajuste Tarifario a aplicar al Cuadro de Tarifas vigente. El mismo como ya fue indicado es aplicable a las Localidades de Ushuaia, San Sebastián y Almanza. Para el caso de la localidad de Tolhuin si bien el cuadro de tarifa a aplicar es el mismo, por su estructura particular, se mantiene la diferencia en la aplicación del FCT y FTAT específico para dicha localidad.

El mantenimiento del modelo implementado a partir de junio del año 2008 permite continuar con la vinculación ya planteada entre los costos de abastecimiento, de redes, de operación y mantenimiento, y comerciales y administrativos, estudiados separadamente con los factores

de forma y responsabilidad estudiados en la Caracterización de la Demanda determinando los diferentes cargos que se aplicarán a cada categoría tarifaria.

Así entonces se opto por desarrollar una actualización tarifaria que contemplara el menor impacto posible en los usuarios residenciales de menor consumo categoría T 1 R 1, compensando el menor ingreso aplicando un ajuste superior a aquellos usuarios ubicados con un consumo superior a la media categoría T 1 R 3.

En función de las premisas indicadas se desarrollo el cuadro resultante que busca reordenar los costos con las tarifas y mejorar la recaudación, a los efectos de poder continuar brindando un servicio sustentable.

En el análisis se incorporan las obras necesarias a realizar a los efectos de cubrir la continua demanda insatisfecha, que excede sustancialmente el crecimiento natural del servicio.

4 DESARROLLO.

Se desarrolla en forma completa la metodología de actualización prevista en la Normativa vigente.

4.1 Componentes de la Tarifa.

La tarifa de electricidad a usuarios finales (TUF) tendrá dos componentes: Abastecimiento de Energía y Potencia (AEP) y Valor Agregado de Distribución (VAD), de forma tal que:

$$TUF = AEP + VAD$$

El componente AEP tiene, en forma simplificada, como sumandos al costo de la potencia, el costo de la energía y eventualmente, el costo de transporte en alta tensión. Cabe aclarar que en la mayoría de las jurisdicciones sean estas nacional y/o provincial ante cambios en cualquiera de estos valores, la tarifa se ajusta automáticamente. Para el caso específico de la DPE se propuso un esquema de actualización basado en el cálculo de consumo de combustible producto de un pre-despacho de máquinas en función de la demanda prevista, y el tipo de cambio vigente.

En el documento específico sobre la determinación del Costo de Abastecimiento, se detalla en modelo utilizado para la actualización del mismo determinándose los costos de combustible anualmente en las tres bandas horarias considerando las restricciones previstas de transporte de gas natural y su correlato con el consumo de gas oil como complemento.

Como resultado, se obtienen los **precios unitarios medios de energía por banda horaria** (pico, valle y horas restantes) adoptándose los valores promedios anuales.

A estos valores se le agregan la actualización a los costos de operación y mantenimiento de las máquinas generadoras que se expresan en función de los kilovatios hora generados (costos variables de producción) en función del índice previsto a tal efecto cuya definición y alcances figuran en el documento respectivo.
En cuanto a los costos de la potencia, se calcula una anualidad a partir de los costos de reposición del equipamiento existente, bajo la condición que los mismos hayan sido instalados con recursos de la compañía.

Al efecto de desarrollar un único cuadro tarifario para la DPE, se ha considerado a los efectos de realizar el ajuste tarifario trabajar con los valores de Ushuaia y cubrir el déficit del resto de las localidades con el FCT.
Por su parte, el VAD, refleja el costo de todos los activos utilizados para la distribución de la energía generada en las centrales (principalmente las redes de media y baja tensión), su

costo de operación y mantenimiento y los costos comerciales y de administración del sistema. Se han excluido de la base de capital para el cálculo de la tarifa, a) el costo de las acometidas y medidores ya que su recupero se obtiene a partir de cargos abonados directamente por el cliente, b) El costo de las extensiones y/o ampliaciones a realizar por los usuarios en función de los pedidos de suministro que no tengan factibilidad del suministro.

Para el VAD la actualización se realiza a partir de los valores iniciales existentes (con la actual tarifa) al cual se le aplica el índice de actualización obtenido y cuya metodología y cálculo figura en el Documento respectivo.

4.2 Definición de la Estructura.

Como la tarifa está en función de la estructura que se adopte, si bien se mantiene la estructura vigente, se explicitan nuevamente a los efectos de visualizar el impacto que tendrá el índice en cada una de los parámetros de las mismas.

Una primera definición de la estructura se refiere a la capacidad de suministro solicitada. El límite utilizado para usuarios de pequeñas demandas es de 10 kW de capacidad de suministro. Las grandes demandas son aquellas que solicitan más de 30 kW.

La medición de potencia y de energía por banda horaria tiene como restricción el costo de las diferentes clases de medidores utilizables. Para clientes de menos de 10 kW dicho costo representa una proporción elevada del total de la factura por lo que se mantiene la medición actual de energía total consumida.

Los clientes de medianas y grandes demandas tendrán medición de potencia y energía. Estos últimos, además, por banda horaria. En todos los casos se cobrará un cargo comercial por factura emitida.

La tarifa de Alumbrado Público, permite determinar el costo de provisión de suministro y del mantenimiento de lámparas y luminarias. Se excluye expresamente la expansión o repotenciación del alumbrado existente.

En el cuadro siguiente se presenta una síntesis de la estructura existente.

Conceptos	Pequeñas Demandas	Medianas Demandas	Grandes Demandas	Alumbrado Público
Potencia (kW)	Hasta 10	Desde 10 hasta 30	Más de 30	Sin restricción.
Cargo Comercial	Sí	Sí	Sí.	Sí
Cargo por Energía	Sí. Por nivel de consumo	Sí. Unico.	Sí. Por banda horaria.	Sí. Unico
Cargo por Potencia	No	Sí. Unico.	Sí. Por banda horaria.	No

4.2.1 Pequeñas Demandas.

Suministros de pequeñas demandas se aplica a los clientes cuya capacidad de suministro solicitada sea igual o inferior a los 10 kW.

A estos usuarios se les mide solamente energía, los cargos relacionados con la potencia son trasladados totalmente a los cargos variables por energía, es decir, al precio por kilovatio-hora.

En el cargo fijo se incorporan parte de los costos comerciales, que se completan en los cargos variables por energía.

Los clientes de pequeñas demandas se clasifican en dos grupos, en lo que a su comportamiento en el consumo de energía eléctrica se refiere: Residencial y la de No Residencial o General.

Dentro de esta segmentación se definen estratos en función del nivel de consumo mensual, a fin de asignar con mayor precisión los costos en que incurre cada tipo de usuario.

i. Residencial.

Se incluyen en este grupo todos los suministros a viviendas familiares, según las características que se explicitan en el Régimen Tarifario.

Se establecen 3 sub grupos en función del consumo mensual de energía de los mismos:

T1R1: Usuarios que consumen hasta 150 kWh mensuales.
T1R2: Usuarios que consumen más de 150 y hasta 300 kWh mensuales.
T1R3: Usuarios que consumen más de 300 kWh mensuales.

Los límites fueron determinados a partir de una estimación del consumo de electricidad de dos tipos de hogares:

Tipo 1: Modesto: donde prevalece el uso iluminación y conservación de alimentos (heladera común, sin freezer). Ambos conceptos suman 120 kWh de los 150 kWh mensuales de consumo. El resto se reparte en un TV, plancha y otros equipos eléctricos menores.
Tipo 2: Medio: donde, además de los elementos referidos en caso anterior, se agrega un elemento de calefacción eléctrico complementario (calefactor, radiador, etc.) que aporta la mitad del consumo estimado (151 de los 300 kWh).
Tipo 3: Alto: En este estrato se registra una mayor intensidad de uso del resto de los equipos y una mayor potencia de los mismos (ej. Heladera con freezer).

ii. General.

Se incluyen en este grupo los clientes que no son residenciales cuya capacidad de suministro sea igual o inferior a 10 kW.

Se establecieron tres subestratos en función de su nivel de consumo, a los fines de crear grupos homogéneos en lo que a su comportamiento de consumo se refiere. De modo de otorgarle a cada grupo la misma importancia relativa, se agruparon los clientes de modo tal que la energía anual integrada del cada grupo sea aproximadamente la misma.

La distinción de estratos se establece de acuerdo con los siguientes límites:

T1G1: Clientes que consumen menos de 1.000 kWh mensuales.
T1G2: Clientes que consumen más de 1.000 y hasta 2.300 kWh mensuales.
T1G3: Clientes que consumen más de 2.300 kWh mensuales.

4.2.2 Medianas Demandas (MD) y Grandes Demandas (GD).

Se consideran Medianas Demandas a aquellos usuarios cuya capacidad de suministro se ubica entre los 10 y 30 kW, concordante con el límite fijado por la normativa del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para ser considerado como Gran Usuario Particular (GUPA). A estos usuarios se le miden normalmente dos parámetros: energía y potencia. Este último valor se contrata por periodos anuales, de acuerdo con lo establecido en el Régimen Tarifario. Los registros mensuales se utilizan como control de eventuales desvíos respecto de los valores contractuales. A la facturación se agrega un cargo fijo por gastos comerciales y administrativos.

Las Grandes Demandas tienen un proceso de medición y contratación más complejo: La potencia se mide y contrata en dos bandas horarias (punta y fuera de punta). La energía se mide en tres bandas horarias (punta, valle y horas restantes). A ello hay que agregar un cargo por costos comerciales y administrativos.

La diferenciación de precios entre punta y fuera de punta está dirigida a optimizar el uso de las instalaciones y desplazar del horario de pico aquellos consumos que puedan realizarse en otros momentos del día.

Desde el punto de vista de los costos de suministro no hay diferencias sustantivas entre un usuario de medianas y grandes demandas en baja tensión.

Por lo tanto, se distinguirá:

T2: Para clientes que solicitan entre 10 y 30 kW de capacidad de suministro.

T3 BT: Para clientes que solicitan desde 30 kW de capacidad de suministro y su nodo de conexión sea la red de Baja tensión.

T3 MTBT: Para clientes que además tengan asignado un transformador de Media a Baja Tensión de manera exclusiva, es decir que no utilizan la red de Baja Tensión.

T3 MT: Para clientes cuyo nodo de conexión sea la red de media tensión y la transformación de media a baja tensión sea de su propiedad y realicen el mantenimiento respectivo.

De acuerdo con normativas similares aplicadas en el ámbito nacional, se han establecido dos subcategorías dentro de la Tarifa 3 – Grandes Demandas.

a) Clientes con potencias demandadas entre 30 y 300 kW.
b) Clientes con potencias demandadas iguales o mayores a 300 kW.

Dichas subcategorías se distinguen por tener diferente costo de abastecimiento.

4.2.3 Alumbrado Público.

El consumo del Alumbrado Público es estimado en función de la potencia de las luminarias y de las horas de encendido.

La provisión del servicio, su mantenimiento y cobro están delegados en la DPE mediante convenio suscripto oportunamente entre la Municipalidad de Ushuaia y la DPE. La tarifa vigente incluye el costo de abastecimiento de electricidad, la amortización de la redes y el mantenimiento de luminarias y lámparas. Es una tarifa monómica que incluye estos

conceptos y permite definir la recaudación anual general que luego se distribuye en los distintos usuarios por tipo de categoría.

No están incluidas dentro de la tarifa las ampliaciones del servicio de alumbrado público ni la repotenciación de las lámparas.

4.2.4 Cargos por recategorización.

Si la recategorización implica un cambio del medidor se considerará como un alta de servicio en la nueva categoría.

4.3 Subsidios.

En el ajuste de tarifas se ha contemplado un sistema de subsidios que procura mejorar la administración y la gestión de los recursos que hoy dispone la Provincia.

A tal efecto, con los recursos provenientes del Fondo de Compensación Tarifaria se establece un sistema con las siguientes características:

a) Se aplican los subsidios a la categoría residencial.
b) Se definen anualmente los recursos disponibles y sobre esto, los descuentos a otorgar. A fin de darle flexibilidad al sistema, el Poder Ejecutivo delega en el Sr. Presidente de la DPE la posibilidad de fijar las pautas generales de uso y aplicación permitiendo de esta forma que la DPE instrumente el esquema a aplicar.

En caso que existan excedentes de fondos no utilizados, se deberán mantener en reserva para cubrir desbalances coyunturales en la transferencia de fondos.

La asignación a las categorías y el monto por nivel de consumo se explicitan en el Régimen Tarifario.

4.4 Costos de Abastecimiento de Energía y Potencia.

Del documento sobre Costos de Abastecimiento surgen los valores de:

- Costo de energía por banda horaria, producto del despacho de máquinas previsto, donde se calculan los costos de los combustibles utilizados para generar.
- Costos de Operación y Mantenimiento de las centrales térmicas (variables) que se adicionan a los costos de combustibles citados anteriormente. Ambos valores forman el costo variable de energía por banda horaria.
- Costo de potencia, con el que se remunera el costo de capital de dichas centrales.

En el caso de la DPE se han ajustado los costos en función del ajuste realizado para el servicio de Ushuaia y el resto es cubierto con aplicación del FCT.

4.5 Pérdidas de Energía y Potencia.

Oportunamente se determinaron los coeficientes de pérdidas de energía y potencia en cada nivel de tensión. Es necesario aclarar que el costo de eventuales pérdidas por robo o hurto no es trasladado a las tarifas que pagan los usuarios registrados. Los valores acumulados para potencia y energía son:

Factor de Pérdidas de Potencia	Código	Factor Acumulado
Media Tensión	FPPAMT	1,02491
Bornes MT/BT	FPPAMTBT	1,03161
Baja Tensión	FPPABT	1,0820

Factor de Pérdidas de Energía	Código	Factor Acumulado
Media Tensión	FPEAMT	1,01626
Bornes MT/BT	FPPEMTBT	1,02103
Baja Tensión	FPEABT	1,05809

4.6 Costos de Distribución.

Los valores de Costo de Redes "ajustados" de acuerdo al índice obtenido a tal efecto, en cada uno de los diferentes niveles de tensión que remuneran el costo de capital y de operación y mantenimiento. A efectos de establecer parámetros de equidad en la responsabilidad del uso de las mismas, se ha discriminado su costo en Punta y Fuera de Punta, proporcionalmente a la energía consumida en esas bandas horarias. Los valores resultantes se detallan en el siguiente cuadro:

Costo Total Punta	**17.82**	**33.22**	**51.04**
Costo Total Fuera de Punta	**14.71**	**28.34**	**43.05**
Costo de O&M Punta	7.29	15.45	22.75
Costo de O&M F.de Punta	6.11	13.36	19.47
Costo de Redes Punta	10.52	17.77	28.29
Costo de Redes F.de Punta	8.60	14.98	23.58

4.7 Costos Comerciales y Administrativos.

De los documentos de Cálculo de Costos Comerciales y Administrativos se obtuvieron los parámetros de costos comerciales y administrativos. En el caso de los aplicables a pequeñas demandas, Residenciales y Generales, se han distribuido en cargos fijos y cargos variables asociados a la energía consumida. En el caso de Alumbrado Público se aplican íntegramente al cargo variable.

Categorías	Costos Fijos	Costos Variables
	$/cliente-mes	$/kWh
Residenciales	40.18	0.0759
Generales	45,61	0.0759
Medianas Demandas	211,26	
Grandes Dem. MT < 300	4.807,21	
Grandes Dem. MT > 300	5.307,96	
Grandes Dem. MT/BT >< 300	192,29	
Grandes Dem. BT >< 300	191,92	
Alumbrado Público		0,8380

4.8 Factores de Forma y Responsabilidad.

En el estudio general se determinó la Caracterización de la Demanda, que para el ajuste realizado no se ha modificado los valores obtenidos oportunamente atento a que la demanda fue evaluada dentro de los cinco años de la modificación en estudio, se detallan los factores considerados.

a) De Participación.

Indican las proporciones de energía consumidas en las tres bandas horarias para cada categoría tarifaria.

Factores de Participación (Kp, Kr; Kv)	
Residencial – R1 – Pico	26,0%
Residencial – R1 – Resto	51,4%
Residencial – R1 – Valle	22,6%
Residencial – R2 – Resto	25,0%
Residencial – R2 – Valle	57,5%
Residencial – R2 – Resto	17,4%
Residencial – R3 – Resto	27,7%
Residencial – R3 – Valle	52,0%
Residencial – R3 – Resto	20,3%
General – G1 – Pico	25,1%
General – G1 – Resto	59,2%
General – G1 – Valle	15,7%
General – G2 – Pico	21,0%
General – G2 – Resto	77,9%
General – G2 – Valle	1,1%
General – G3 – Pico	21,0%
General – G3 – Resto	77,9%
General – G3 – Valle	1,1%
Medianas Demanda – Pico	24,1%
Medianas Demanda – Resto	63,6%
Medianas Demanda – Valle	12,3%
Alumbrado Público – Pico	44,4%
Alumbrado Público – Resto	13,3%
Alumbrado Público – Valle	42,2%

b) Relación Potencia Energía.

En las categorías en las cuales no se registra potencia se obtiene un coeficiente que relaciona la potencia máxima por banda horaria con la energía consumida. Estos coeficientes tienen en cuenta además los factores de simultaneidad intragrupos y de coincidencia extragrupo.

Relación Potencia – Energía	Código	Punta	Fuera de Punta
Residencial – R1	K4r1	0,002409	0,001644
Residencial – R2	K4r2	0,002308	0,001645
Residencial – R3	K4r3	0,002509	0,001940
General – G1	K4g1	0,002500	0,002200
General – G2	K4g2	0,002800	0,003000
General – G3	K4g3	0,003100	0,003300
Alumbrado Público	K4ap	0,004000	

c) Factores de Coincidencia

Los Factores de Coincidencia expresan la relación entre la potencia de la categoría a la hora de máxima carga del sistema y la potencia máxima de la categoría.
En las categorías donde se mide potencia (medianas y grandes demandas) el valor máximo registrado, se afecta por los factores de coincidencia para determinar la responsabilidad de estas categorías en la hora de máxima del sistema, sea en punta y fuera de punta.

Para los costos de abastecimiento (potencia) se aplican los factores de coincidencia de punta, dado que este costo se calcula sólo para esas horas.

Ajuste de Potencia MD	0,89331
Ajuste de Potencia MD FP	1,00000
Ajuste Potencia Punta MT	0,96528
Ajuste Potencia Punta MT/BT	1,00000
Ajuste Potencia Punta BT	1,00000
Ajuste Potencia Fuera Punta MT	0,98030
Ajuste Potencia Fuera Punta MT/BT	1,00000
Ajuste Potencia Fuera Punta BT	1,00000

5 CARGOS TARIFARIOS.

Los parámetros y coeficientes detallados en el punto anterior son utilizados para calcular los cargos tarifarios de cada categoría.

En primer lugar se definen los costos de abastecimiento que, de acuerdo con lo visto anteriormente definirá, dos alternativas de cuadro tarifario.

El **precio de la potencia** (Ppm) definido en función de los valores de la correspondiente Programación Estacional de la DPE y del costo calculado del sistema.

Del mismo modo, el **precio de la energía por banda horaria** ($Pest_i$, siendo i: pico, resto o valle) esta definido a través de los costos propios del sistema.

En segundo lugar, ambos precios se ajustan por las pérdidas técnicas reconocidas, de potencia y energía, por nivel de tensión.

Con estos antecedentes se presenta un cálculo simplificado para las distintas categorías tarifarias.

5.1 Pequeñas Demandas. T1R y T1G.

Para estos clientes se definen dos cargos:

- Uno fijo (CF), asociado a los costos comerciales, mas un costo fijo asociado a la Demanda.
- Otro variable (CV), integrado por el costo de la energía, la potencia, los cargos comerciales variables y el costo propio de distribución

El Cargo Fijo se define así:

$$CF = CCF$$

Donde: CCF es el Cargo Comercial Fijo.

Por su parte el Cargo Variable se define así:

$$CV = CVAbEnergía + CVAbPot + CVPot + CCV$$

Donde: CVAbEnergía es el cargo variable de energía

El cargo variable asociado a la energía para determinar los costos de abastecimiento, relacionan los precios de energía **Pei** en cada banda horaria con los coeficientes de participación **Ki** y el factor de pérdidas de energía **FPEABT**.

CVAbEnergía = (Pep*Kp+Per*Kr+Pev*Kv)*FPEABT

CVAbPot es el cargo por potencia demandada (abastecimiento)

El precio de la potencia **Ppm**, se "energiza" a través de los coeficientes **K4** y se afectan por el factor de pérdidas de potencia **FPPABT**.

CVAbPot = Ppm * FPPABT * K4

CVPot son los cargos asociados al costo propio de distribución (uso de la red).

Los cargos asociados al costo propio de distribución (CDBT) para determinar los costos de red, son "energizados" con el coeficiente K4 que consideran los factores de simultaneidad y de coincidencia.

CVPot = CDBT * K4.

Esta fórmula se aplica a cada categoría Residencial y General y a las bandas de punta y fuera de punta. En **CDBT** están considerados los costos de capital y de operación y mantenimiento de la red.

CCV es el Cargo Comercial Variable.

Cargos a utilizar T 1 R - G - Según índices -

CVC	0.0759$/kWh
CPDBTPu	75.35$/kW-mes
CPDBTFPu	65.66$/kW-mes

Precio abastecimiento T 1 R - Según índices -

PepR	0.2440$/kWh
PerR	0.2254$/kWh
PevR	0.2389$/kWh
Ppm	45.46$/kW-mes

Precio abastecimiento T 1 G - Según índices -

PepG	0.2440$/kWh
PerG	0.2254$/kWh
PevG	0.2389$/kWh
Ppm	45.46$/kW-mes

5.2 Medianas Demandas. T2.

Para estos clientes se definen tres cargos:

- Dos fijos:
  - Uno de ellos (CF), asociado a los costos comerciales
  - El otro (CFP), asociado a costos de abastecimiento de potencia y de la red.
- Otro variable (CV), integrado por el costo del abastecimiento de energía.

El Cargo Fijo CF se define así:

$$CF = CC$$

Donde: CC es el Cargo Comercial.

El Cargo Fijo CFP, por su parte, se define de la siguiente manera:

$$CFP = CFAbPot + CFPot$$

Donde: CFAbPot es el costo de abastecimiento de potencia.

Este cargo se obtiene aplicándole al precio de la potencia **Ppm** el factor de pérdidas de potencia **FPPABT**.

CFAbPot = Ppm * FPPABT

CFPot son los cargos asociados al costo propio de distribución (uso de la red).

El cargo fijo asociados a la potencia (**CDBT**) para determinar los costos de red, son afectados por los factores de coincidencia, denominados Factor de Ajuste de la Potencia **FAjPot**.

CFPot = CDBT * FAjPot.

En **CDBT** están considerados los costos de capital y de operación y mantenimiento de la red.

Por su parte el Cargo Variable se define así:

$$CV = CVAbEnergía$$

El cargo variable asociado a la energía para determinar los costos de abastecimiento, relacionan los precios de energía en cada banda horaria con los coeficientes de participación **Ki** y el factor de pérdidas de energía **FPEABT**.

CVAbEnergía = (Pep_10_300*Kp+Per*Kr_10_300+Pev_10_300*Kv)*FPEABT

Cargos a utilizar T 2 - Según índices -

CPDBTPu	75.35$/kW-mes
CPDBTFPu	65.66$/kW-mes

Precio abastecimiento T 2 - Según índices -

PepT2	0.2440$/kWh
PerT2	0.2254$/kWh
PevT2	0.2389$/kWh
Ppm	45.46$/kW-mes

5.3 Grandes Demandas. T3BT.

Para estos clientes se definen siete cargos:

- Cuatro fijos:
  - Uno de ellos (CF), asociado a los costos comerciales
  - El segundo (CFP), asociado a costos de abastecimiento de potencia
  - Y dos adicionales asociados a los costos de la red en horas de punta (CPOTconPu) o en horas fuera de punta (CPOTconFPu).
- Tres Variables:
  - Asociados a los costos de energía ($CVAbEnergíaT3BT_i$), discriminado por banda horaria (i = pico, resto y valle)

El Cargo Fijo CF se define así:

$$CF = CC$$

Donde: CC es el Cargo Comercial para clientes en este nivel de tensión.

El Cargo Fijo CFP, por su parte, se define de la siguiente manera:

$$CFP = CFAbPot\ BT$$

Donde: CFAbPot es el costo de abastecimiento de potencia para clientes en baja tensión
Este cargo se obtiene aplicándole al precio de la potencia **Ppm** el factor de pérdidas de potencia, en baja tensión (**FPPABT**).

CFAbPotBT = Ppm * FPPABT

El cargo por uso de red en horas de punta y fuera de punta se define de la siguiente forma:

$$CFPotPuntaT3BT = CDBTpunta * FAjPotPuntaBT$$

$$CFPotFPuntaT3BT = CDBTFpunta * FAjPotFPuntaBT$$

El cargo fijo asociados a la potencia (**CDBT**), sea en punta o fuera de punta, para determinar los costos de red, es afectado por los factores de coincidencia, denominados Factor de Ajuste de la Potencia **FAjPot**.
En **CDBT** están considerados los costos de capital y de operación y mantenimiento de la red.

Por su parte los cargos variables de energía, para determinar los costos de abastecimiento, relacionan los precios de energía **Pei** en cada banda horaria con los coeficientes de participación **Ki** y el factor de pérdidas de energía **FPEABT**.

$$CVAbEnergíaT3BTp = Pep*FPEABT$$

$$CVAbEnergíaT3BTr = Per*FPEABT$$

$$CVAbEnergíaT3BTv = Pev*FPEABT$$

El precio de la energía **Pei** puede ser **Pei_10_300** para clientes que soliciten entre 10 y 300 kW **(T3GD)** o **Pei_300** para clientes que solicitan más de 300 Kw **(T3MG)**.

Cargos a utilizar T 3 BT - Según índices -

CPDBTPu	59.63$/kW-mes
CPDBTFPu	51.96$/kW-mes

Precio abastecimiento T 3 BT - Según índices -

Si la potencia contratada es >300 kW

PepT3BT	0.2440$/kWh
PerT3BT	0.2254$/kWh
PevT3BT	0.2389$/kWh
Ppm	45.46$/kW-mes

Si la potencia contratada es < 300 kW

PepT3BT	0.2440$/kWh
PerT3BT	0.2254$/kWh
PevT3BT	0.2389$/kWh
Ppm	45.46$/kW-mes

5.4 Grandes Demandas. T3MT.

Para estos clientes se definen siete cargos:

- Cuatro fijos:
  - Uno de ellos (CF), asociado a los costos comerciales
  - El segundo (CFP), asociado a costos de abastecimiento de potencia
  - Y dos adicionales asociados a los costos de la red en horas de punta (CPOTconPu) o en horas fuera de punta (CPOTconFPu).
- Tres Variables:
  - Asociados a los costos de energía (CVE), discriminado por banda horaria (pico, resto y valle)

El Cargo Fijo CF se define así:

$$CF = CC$$

Donde: CC es el Cargo Comercial para clientes en este nivel de tensión.

El Cargo Fijo CFP, por su parte, se define de la siguiente manera:

$$CFP = CFAbPot\ MT$$

Donde: CFAbPot es el costo de abastecimiento de potencia en media tensión

Este cargo se obtiene aplicándole al precio de la potencia **Ppm** el factor de pérdidas de potencia, en media tensión (**FPPAMT**).

FOLIO 100
FOLIO 22
FOLIO 164

CFAbPotMT = Ppm * FPPAMT

El cargo por uso de red en horas de punta y fuera de punta se define de la siguiente forma:

CFPotPuntaT3MT = CDMTpunta * FAjPotPuntaMT

CFPotFPuntaT3MT = CDMTFpunta * FAjPotFPuntaMT

El cargo fijo asociados a la potencia (**CDMT**), sea en punta o fuera de punta, para determinar los costos de red, es afectado por los factores de coincidencia, denominados Factor de Ajuste de la Potencia **FAjPot.** En **CDMT** están considerados los costos de capital y de operación y mantenimiento de la red.

Por su parte los cargos variables de energía, para determinar los costos de abastecimiento, relacionan los precios de energía **Pei** en cada banda horaria con los coeficientes de participación **Ki** y el factor de pérdidas de energía **FPEAMT**.

CVAbEnergíaT3MTp = Pep*FPEAMT

CVAbEnergíaT3MTr = Per*FPEAMT

CVAbEnergíaT3MTv = Pev*FPEAMT

El precio de la energía **Pei** puede ser **Pei_10_300** para clientes que soliciten entre 10 y 300 kW **(T3GD)** o **Pei_300** para clientes que solicitan más de 300 kW **(T3MG)**.

Cargos a utilizar T 3 MT - Según índices –

CPDMTPu	13.98$/kW-mes
CPDMTFPu	11.70$/kW-mes

Precio abastecimiento T 3 MT - Según índices – para pot < 300

PepT3MT	0.2440$/kWh
PerT3MT	0.2254$/kWh
PevT3MT	0.2389$/kWh
Ppm	45.46$/kW-mes

Precio abastecimiento T 3 MT - Según índices – para pot > 300

PepT3MT	0.2440$/kWh
PerT3MT	0.2254$/kWh
PevT3MT	0.2389$/kWh
Ppm	45.46$/kW-mes

5.5 Tarifa Alumbrado Público.

Para esta tarifa se define un solo cargo variable que se expresa así:

CV = CVAbEnergía + CVAbPot + CVPot + CCV

Donde: CVAbEnergía es el cargo variable de energía

El cargo variable asociado a la energía para determinar los costos de abastecimiento, relacionan los precios de energía **Pei** en cada banda horaria con los coeficientes de participación **Ki** y el factor de pérdidas de energía **FPEABT**.

CVAbEnergía = (Pep*Kp+Per*Kr+Pev*Kv)*FPEABT

CVAbPot es el cargo por potencia demandada (abastecimiento)

El precio de la potencia **Ppm**, se "energiza" a través de los coeficientes **K4** y se afectan por el factor de pérdidas de potencia **FPPABT**.

CVAbPot = Ppm * FPPABT * K4

CVPot son los cargos asociados al costo propio de distribución (uso de la red).

Los cargos asociados al costo propio de distribución (CDBT) para determinar los costos de red, son "energizados" con el coeficiente K4 que consideran los factores de simultaneidad y de coincidencia.

CVPot = CDBT * K4.

Esta fórmula se aplica a la categoría alumbrado público y a las bandas de punta y fuera de punta. En **CDBT** están considerados los costos de capital y de operación y mantenimiento de la red.

CCV es el Cargo Comercial Variable.

Cargos a utilizar AP - Según índices -

CVC	0.0465$/kWh
CPDBTPu	41.51$/kW-mes
CPDBTFPu	36.17$/kW-mes
OyMLU	0.0531$/kWh

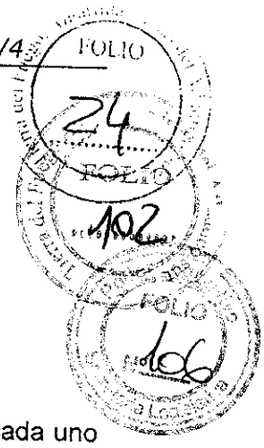
Precio abastecimiento AP - Según índices -

PepAP	0.2440$/kWh
PerAP	0.2254$/kWh
PevAP	0.2389$/kWh
Ppm	45.46$/kW-mes

5.6 Incidencia de la Incobrabilidad.

Del total facturado por la DPE, se ha supuesto que, finalmente, un 1 % (uno por ciento) no se recupera, una vez realizada todas las acciones de intimación y legales que son de práctica. Se considera, entonces, que la empresa no podrá recuperar esa parte del facturado.

A fin de no alterar el equilibrio económico de la prestación del servicio, a los valores calculados de la forma expuesta anteriormente se le aumenta ese porcentaje a fin de cubrir esa pérdida de recaudación.



El cálculo se realiza de la siguiente forma:

CARGO TARIFARIO AJUSTADO = Cargo Tarifario / (1 – F.Inc.%)

Donde: F.Inc% es el factor de incobrabilidad reconocido.

5.7 Cálculo de Cargos.

Se presenta a continuación un resumen de los distintos componentes que forman cada uno de los cargos tarifarios detallados en el punto anterior. Se exponen los resultados con el ajuste previsto.

Cargos Tarifarios

Se indica la obtención de los valores correspondientes primero para la actualización con los índices obtenidos, para el VAD y los costos de OyM de Abastecimiento. En el caso del ajuste realizado para los costos de abastecimiento de combustible y costos de capital se consideraron los valores estimados (por los economistas) para el año 2014 de un valor, en promedio, del dólar a 6,45 $/U$S.

5.8 Factor Transitorio de Ajuste de Tarifas (FTAT).

A los efectos de mitigar el impacto de los importes a pagar por los usuarios finales correspondientes a las categorías T1R, T1G, T2, T3 y AP estarán afectados transitoriamente por un factor de ajuste que lleve a dichos usuarios a pagar en forma progresiva la tarifa calculada en el marco de los principios tarifarios de la legislación vigente.

La metodología de aplicación del FTAT será la misma a la vigente es decir se aplicará al monto total a pagar antes de la aplicación de tasas o contribuciones específicas.

Al igual que en la actualidad el FTAT que se aplique figurará en la factura, de modo que el cliente conozca el verdadero valor de la misma y el monto que paga realmente.

Para cada caso de los cuadros propuestos es decir el que se basa en la actualización según la metodología aplicada de índices y el cuadro que contemplan los incrementos necesarios para realizar las obras básicas para abastecer la demanda creciente del sistema.

Para el caso de la localidad de Tolhuin se mantiene el criterio de utilizar Factores Transitorios de Ajuste Tarifario especiales, atento a que la distorsión de los valores en dicha ciudad a la fecha no se han podido amortizar de manera que el impacto sea lo menor posible.

La aplicación del FTAT será en función de escalones y tarifas según se determine por la autoridad competente. El resumen de los valores propuestos se incorpora en otro documento con los cálculos comparativos de los incrementos para cada uno de ellos.

5.9 Aplicación del Subsidio FCT específico para la localidad de Tolhuin. (FCT).

Se han definido valores específicos a aplicar en concepto de FCT (Fondo compensador) para la localidad de Tolhuin.

Aplicación de FCT – Tolhuin

Categoría	Subsidio ($/mes)
Tarifa 1R: Residencial	
Consumos mayores a 50 kWh/mes hasta 80 kWh/mes, inclusive.	$ 16.00
Consumos mayores a 80 kWh/mes hasta 110 kWh/mes, inclusive.	$ 19.00
Consumos mayores a 110 kWh/mes hasta 160 kWh/mes, inclusive.	$ 22.00
Consumos mayores a 160 kWh/mes hasta 300 kWh/mes, inclusive.	$ 16.00

Ing. Fernando Martín Arus
Jefe Departamento
Planificación y Costos
Dirección Provincial de Energía

Anexo 7

PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO,
ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR

REPÚBLICA ARGENTINA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA

FOLIO 105

FOLIO 108

Nota Nº 3433 / 2012.-
Letra: D.P.E.-

USHUAIA, 10 de diciembre de 2012.-

Ref: Nota CFEE N° 30546.-

Sr.
Secretario General
Consejo Federal Energía Eléctrica
Arq. Ernesto F. SAVOYA
S / D

De mi mayor consideración:

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. en respuesta a vuestra Nota C.F.E.E. N° 30546 de fecha 28 de noviembre de 2012.

Al respecto, le informo, que tal como lo dejé expresado en la reunión Preliminar del Comité Regional de Transporte Tierra del Fuego de fecha 4 de octubre de 2012, es intención de la provincia replantear la planificación eléctrica provincial en función del Sistema Interconectado Nacional debido a los avances que se observan en las obras del Plan Federal I en la vecina Provincia de Santa Cruz. Es un viejo y vigente anhelo de esta Provincia lograr la integración eléctrica plena con la Nación. Creemos que hoy están dadas las condiciones físicas y políticas para solicitar que desde el C.F.E.E. se impulse esta integración de la única provincia que no integra el S.I.N.

Dada nuestra condición insular sabemos que las obras no son fáciles y que además son extremadamente costosas; pero también sabemos que desde nuestra provincia se puede hacer un aporte eléctrico al S.I.N. dado las potenciales reservas de gas que existen como así también el probable aprovechamiento hidroeléctrico del Río Grande y el nivel de vientos de la provincia, geográficamente ubicada dentro de una región óptima para la utilización de la energía eólica como lo es la región patagónica.

De nada serviría al pueblo de la provincia esta integración al S.I.N. si simultáneamente no se prevé extender las ventajas y virtudes del mismo a toda provincia que, sin duda, permitirá su desarrollo económico exponencial en el corto plazo. Todo ello, en el marco de las actividades de desarrollo económico que se están llevando a cabo con amplio apoyo del gobierno nacional.

Este desarrollo provincial debe ser respetuoso del medio ambiente ya que el mismo no es sólo una parte constitutiva de la Provincia o un programa de trabajo, es una estrategia transversal de desarrollo de corto, mediano y largo plazo, necesaria para preservar y valorizar los recursos provinciales (paisaje, turismo, pesca, producción rural, etc.) y además para crear una imagen destacable a nivel nacional e internacional.

De esta manera todas las acciones a llevar adelante en el proceso de desarrollo provincial deben ser intrínsecamente respetuosas del medio ambiente. Este respeto por el medio ambiente no sólo garantizará una mejor calidad de vida, sino un desarrollo económico sostenible a través del tiempo.

No hay desarrollo de una provincia si no se asegura el abastecimiento de energía eléctrica para el largo plazo.

En este marco, resulta conveniente postergar la obra de Interconexión entre Río Grande y Ushuaia que está vigente para financiar con el Plan Federal II y solicitar que se concrete el estudio y posterior obra de Interconexión entre Río Grande con la ciudad de Río Gallegos en la vecina provincia de Santa

PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO,
ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR

REPÚBLICA ARGENTINA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA

FOLIO 106

FOLIO 110

Cruz siendo esta obra típica del Plan Federal I y posteriormente se proyecte y financie la interconexión entre Río Grande y Ushuaia.

El anteproyecto más inmediato que se tiene, similar a lo solicitado es el estudio del Sistema Interconectado Austral realizado en el año 2006 cuya copia se adjunta.

En este caso solicitamos que la Integración Eléctrica se realice directamente desde Santa Cruz a través del cruce submarino del estrecho hasta territorio provincial.

En cuanto a la situación particular de la generación distribuida que existe en la provincia se informa que la empresa Sullair Argentina instaló y opera actualmente por cuenta de ENARSA, generador reconocido por CAMMESA, y en el marco del Plan Generación Energía Eléctrica Distribuída II, la siguiente Central de Generación:

LOCALIZACION	CANT	MARCA	TIPO	POTENCIA TOTAL INSTALADA
USHUAIA (TDF)	3	SOLAR TAURUS T60	TG	15.45 MW

Sin otro particular, lo saludo con mi más distinguida consideración.

Juan Carlos SALDIVIA
Representante Titular CFEE
Provincia Tierra del Fuego

CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA
ENTRÓ
12 DIC 2012
MARA RODRIGUEZ
MESA DE ENTRADAS
Consejo Federal de la Energía Eléctrica

PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO,
ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR

REPÚBLICA ARGENTINA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA

FOLIO 107

FOLIO 111

Nota N° 1259/2013.-
Letra: D.P.E.-

USHUAIA, 21 de mayo de 2013.-

Sr.
Presidente del Comité Ejecutivo
Consejo Federal Energía Eléctrica
Ing. Miguel Ángel CORTEZ
S / D

De mi mayor consideración:

Atento lo acordado en la reunión mantenida oportunamente con Ud. y la participación del Sr. Vicegobernador de la provincia de Tierra del Fuego Don Roberto Crocianelli, el Sr. Subsecretario de Políticas Energéticas Ing. Ricardo Vukasovic y el que suscribe, Presidente de la Dirección Provincial de Energía, cumplo en elevar a este Consejo anteproyecto del acta acuerdo respecto de la contratación de los "Servicios de Consultoría para los Estudios Básicos De " y cuya copia se adjunta a esta nota.

Sin otro particular, lo saludo con mi más distinguida consideración.

Juan Carlos SALDIVIA
Representante Titular CFEE
Provincia Tierra del Fuego

CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA
ENTRÓ
22 MAY 2013

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO,
ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR

REPÚBLICA ARGENTINA

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE ENERGÍA

108

112

ES COPIA

Nota N° 1439/2013.-
Letra: D.P.E.-

USHUAIA, 10 de junio de 2013.-

Sr.
Presidente del Comité Ejecutivo
Consejo Federal Energía Eléctrica
Ing. Miguel Ángel CORTEZ
S / D

De mi mayor consideración:

Tal y como fuese informado por el Sr. Presidente del Comité Ejecutivo (CE) del CONSEJO FEDERAL de la ENERGIA ELECTRICA (CFEE) en la segunda parte de la Reunión del mencionado Comité, celebrada el 04 de junio próximo pasado, acerca del Acta Acuerdo cuyo objeto es que ese Consejo Federal realice por cuenta y orden de la Provincia los trámites inherentes a la contratación de los Servicios de Consultoría para los Estudios Básicos según detalle, cumplo en elevar copia de dicha Acta Acuerdo rubricada por el ing. Miguel Angel CORTEZ, Presidente del Comité Ejecutivo (CE) del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE), en representación de ese Organismo; y por la Señora Gobernadora, Farm. Fabiana RIOS, en representación de la Provincia de TIERRA DEL FUEGO, ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR.

Sin otro particular, lo saludo con mi más distinguida consideración.

Juan Carlos SALDIVIA
Representante Titular CFEE
Provincia Tierra del Fuego

Lasserre N°218 - (V9410DGF) Ushuaia - Tierra del Fuego - TE/FAX: (02901) 422-291/295 421-725/269
e-mail: dpe-tdf@speedy.com.ar
http://www.dpe.com.ar

ACTA ACUERDO

ES COPIA 109

FOLIO 113

ENTRE:

EL CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (C.F.E.E), con domicilio legal en Av. Julio A. Roca 651 8° Piso, Sector 26 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, representado en este acto por el Presidente del COMITÉ EJECUTIVO (CE) del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (C.F.E.E), Ing. Miguel Ángel CORTEZ, en adelante "EL CONSEJO";

y;

EL GOBIERNO DE LA PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO, ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR, representada en este acto por la Señora Gobernadora, Farm. Fabiana RIOS, en adelante "LA PROVINCIA", se firma el presente acuerdo;

Y CONSIDERANDO:

Que, en reunión efectuada entre el Señor Presidente del COMITÉ EJECUTIVO del CFEE, Ing. Miguel Ángel CORTEZ; y la Señora Gobernadora de la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, Farm. Fabiana RÍOS, manifestaron la necesidad de que se proceda a la contratación de los "SERVICIOS DE CONSULTORÍA PARA LOS ESTUDIOS BÁSICOS DE GENERACIÒN EN BOCA DE POZO EN LA ZONA DE RÍO GRANDE, PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO, ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR Y LÍNEA DE TRANSMISIÓN A LA ESTACIÓN TRANSFORMADORA DE 220 kV., EN LA CIUDAD DE RÍO GALLEGOS, PROVINCIA DE SANTA CRUZ".

Primera Etapa: Servicio de Consultoría para Estudio de Generación en boca de pozo, en la zona de Río Grande, Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur y Línea de Transmisión a la Estación Transformadora de 220 kV., en la Ciudad de Río Gallegos, Provincia de Santa Cruz. Segunda Etapa: Servicio de Consultoría para el Estudio de la Interconexión hasta la Ciudad de Ushuaia. Tercera Etapa: Estudio Integral del Sistema de Distribución en Media Tensión (33 kV.) para el desarrollo energético provincial, en adelante "LOS SERVICIOS DE CONSULTORÍA";

ES COPIA

FOLIO 110

FOLIO 114

Que "LA PROVINCIA" estima conveniente que el "EL CONSEJO" realice la contratación de "LOS SERVICIOS DE CONSULTORÍA" mediante los procedimientos de selección que son de uso habitual en "EL CONSEJO", considerando que ello conllevará a una disminución sustancial de tiempos y procedimientos ya que el mismo cuenta con la capacidad (know how) disponible, personal especializado y familiarizado con todos los aspectos técnicos de Sistemas Eléctricos;

Que la contratación de "LOS SERVICIOS DE CONSULTORÍA" se realizara con los "TÉRMINOS DE REFERENCIA" que "EL CONSEJO" elabore a tal fin con la debida y necesaria, participación y conformidad de la Jurisdicción Provincial.

Que "LA PROVINCIA" propone que el monto resultante de la contratación sea abonado con recursos provenientes del FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR (FEDEI) que le corresponde a la Jurisdicción Provincial, autorizando a "El CONSEJO" a descontar automáticamente los fondos requeridos de los importes a transferir.

Que "LA PROVINCIA" participa conjuntamente con "EL CONSEJO" del análisis de las ofertas y del seguimiento de los trabajos durante el desarrollo de los mismos mediante la debida representación profesional provincial en la Comisiones asesoras y de seguimiento de "EL CONSEJO".

Por lo expuesto;

"LAS PARTES" Acuerdan:

PRIMERO: "EL CONSEJO" elaborará en forma conjunta con "LA PROVINCIA", los "TERMINOS DE REFERENCIA" necesarios para realizar la contratación de "SERVICIOS DE CONSULTORIA PARA LOS ESTUDIOS BÁSICOS DE GENERACIÒN EN BOCA DE POZO EN LA ZONA DE RÍO GRANDE, PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO, ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR Y LÍNEA DE TRANSMISIÓN A LA ESTACIÓN TRANSFORMADORA DE 220 kV., EN LA CIUDAD DE RÍO GALLEGOS, PROVINCIA DE SANTA CRUZ": Primera Etapa: Servicio de Consultoría para Estudio de Generación en boca de pozo, en la zona de Río Grande, Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur y Línea de Transmisión a la Estación Transformadora de 220 kV., en la Ciudad de Río Gallegos, Provincia de Santa Cruz. Segunda Etapa: Servicio de Consultoría para el Estudio de la Interconexión hasta la Ciudad de Ushuaia. Tercera Etapa: Estudio Integral del Sistema de Distribución en Media Tensión (33 kV.) para el desarrollo energético Provincial.

ES COPIA

FOLIO 111

FOLIO 115

El CFEE se ocupará además de la tramitación necesaria para que esta contratación sea declarada financiable con recursos FEDEI de "LA PROVINCIA".

SEGUNDA: "EL CONSEJO" realizará la contratación de "LOS SERVICIOS DE CONSULTORÍA" mediante los procedimientos de selección que son de uso habitual en "EL CONSEJO".

TERCERA: "LA PROVINCIA" autoriza a "EL CONSEJO" a descontar de los recursos del FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELÉCTRICO DEL INTERIOR (FEDEI) que les correspondan, los montos resultantes de la referida contratación de los estudios con idéntica modalidad de pago que la que se establezca en los "TÉRMINOS DE REFERENCIA" para la contratación de los servicios de consultaría.

CUARTA: "LA PROVINCIA" deberá designar un profesional para que en su representación participe en el análisis de las ofertas y en el procedimiento de adjudicación.

QUINTA: "LA PROVINCIA" tendrá bajo su responsabilidad, la supervisión y el seguimiento de los trabajos objeto del presente "ACTA ACUERDO" e informara a "EL CONSEJO" el estado de avance de los mismos como así mismo el cumplimiento de cada una de las etapas y la liberación de pagos a efectuar en función de las plazos y pagos que se establezcan en los "TÉRMINOS DE REFERENCIA" para la contratación de los Servicios de consultaría.

En prueba de conformidad, se firman dos ejemplares de un mismo tenor y efecto en la ciudad Autónoma de Buenos Aires a los .....del mes de..... de 2013.

Lic. MIGUEL ANGEL CORTEZ
PRESIDENTE DEL COMITE EJECUTIV
Consejo Federal de la Energía Eléctr

FOLIO 112

FOLIO 116

113

Ministerio de Planificación Federal,
Inversión Pública y Servicios
Secretaría de Energía
Consejo Federal de la Energía Eléctrica

Gobernadora, Farm. Fabiana RIOS, en representación de la Provincia de TIERRA DEL FUIEGO, ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR.

Que el tema fue tratado en la segunda parte de la Reunión del COMITÉ EJECUTIVO (CE) Nº 342 celebrada el día 04 de junio de 2013, en la sede del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (CFEE).

Que las facultades para el dictado de la presente surgen de lo dispuesto por el Art. 26°, inciso c) de la Ley Nº 15.336, y por el Art. 70°, inciso b) de la Ley Nº 24.065.

Por ello,

EL COMITE EJECUTIVO DEL

CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°.- Apruébase la firma del Acta Acuerdo en virtud de la cual el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (C.F.E.E.) y el Gobierno de la Provincia de TIERRA DEL FUIEGO, ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR, convienen en que el CFEE realice la contratación de los trabajos de consultoría para los estudios básicos de: "GENERACIÒN EN BOCA DE POZO EN LA ZONA DE RÍO GRANDE, PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO, ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR Y LÍNEA DE TRANSMISIÓN A LA ESTACIÓN TRANSFORMADORA DE 220 kV., EN LA CIUDAD DE RÍO GALLEGOS, PROVINCIA DE SANTA CRUZ", a financiarse con recursos provenientes del FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR (FEDEI) correspondientes a esa Provincia, descontando el monto de la contratación desde

FOLIO 113

FOLIO 114

Ministerio de Planificación Federal,
Inversión Pública y Servicios
Secretaría de Energía
Consejo Federal de la Energía Eléctrica

Cupo Anual del FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR (FEDEI) que le corresponda percibir a la Jurisdicción de TIERRA DEL FUEGO, ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR.

ARTÍCULO 2°.- Dese cuenta al CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (CFEE), en la próxima Reunión Plenaria que se efectúe.

ARTICULO 3°.-. Regístrese, comuníquese y archívese.

RESOLUCION C.E. N° 1 1 3 9

Arq. Ernesto F. Savoya
SECRETARIO GENERAL
Consejo Federal de la Energía Eléctrica

ING. MIGUEL ANGEL CORTEZ
PRESIDENTE DEL COMITE EJECUTIVO
Consejo Federal de la Energía Eléctrica

FOLIO 114

FOLIO 118/118 Nº

Ministerio de Planificación Federal,
Inversión Pública y Servicios
Secretaría de Energía
Consejo Federal de la Energía Eléctrica

BUENOS AIRES, 04 JUN 2013

VISTO, la segunda parte de la Reunión del COMITÉ EJECUTIVO Nº 342 celebrada el día 04 de junio de 2013 en la sede del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (CFEE), y;

CONSIDERANDO:

Que en la segunda parte de la Reunión de COMITÉ EJECUTIVO (CE) Nº 342 celebrada el día 04 de junio de 2013 en la sede del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (CFEE), el Sr. Presidente del Comité Ejecutivo (CE) del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (CFEE), informa a los Sres. Representantes e integrantes de dicho Comité, el Acta Acuerdo a ser rubricada por el Gobierno de la Provincia de TIERRA DEL FUEGO, ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR, que se firmará con el objeto de que este Consejo Federal realice por cuenta y orden de la Provincia los trámites inherentes a la contratación de los Servicios de Consultoría para los estudios básicos de: "Generación en boca de pozo en la zona de Río Grande, Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur y Línea de Transmisión a la Estación Transformadora de 220 kV., en la Ciudad de Río Gallegos, Provincia de Santa Cruz", a financiarse con recursos provenientes del FONDO ESPECIAL DE DESARROLLO ELECTRICO DEL INTERIOR (FEDEI) correspondiente a la Provincia mencionada.

Que la mencionada Acta Acuerdo será rubricada por el Ing. Miguel Ángel CORTEZ, Presidente del Comité Ejecutivo (CE) del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (CFEE), en representación de este Organismo; y por la Señora