

PROYECTO DE FIN DE CARRERA

Mini Central Hidroeléctrica en Famatina: Rediseño y Reactivación de la Sala de Máquinas



Universidad Tecnológica Nacional
Facultad Regional La Rioja

Ramón Rafael Nieto
Germán G. Nieto González
Dante Pablo Vega

2013

Proyecto de fin de carrera de Ingeniería Electromecánica de la Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional La Rioja presentado por los alumnos:

NIETO, RAMÓN RAFAEL

NIETO GONZÁLEZ, GERMÁN GUSTAVO

VEGA, DANTE PABLO

Título del Proyecto: Mini Central Hidroeléctrica en Famatina: Rediseño y Reactivación de la sala de máquinas

Directora del Proyecto:

Dra. Ing. Mónica Patricia Alitta

Tutor del Proyecto:

Ing. Adrián Fernando Quinteros

Dra. Ing. Mónica Patricia Alitta, Jefa de Trabajos Prácticos de la Cátedra "Proyecto Final" de la Carrera Ingeniería Electromecánica de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional La Rioja,

AUTORIZA:

A los Señores Ramón Rafael Nieto, Germán Gustavo Nieto González y Dante Pablo Vega para que presente el Proyecto Final de Carrera titulado:

"MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA EN FAMATINA: REDISEÑO Y REACTIVACIÓN DE LA SALA DE MÁQUINAS",

Lo que manifiesta en su calidad de Director del mismo, en cumplimiento de las normas vigentes en esta Universidad para presentación de Proyectos Finales.

La Rioja, 13 de Diciembre de 2.013

Dra. Ing. Mónica Patricia Alitta

Ing. Fernando Quinteros, egresado de la Carrera Ingeniería Electromecánica de la Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional La Rioja y Coordinador del Departamento de Electromecánica,

AUTORIZA:

A los Señores Ramón Rafael Nieto, Germán Gustavo Nieto González y Dante Pablo Vega para que presente el Proyecto Final de Carrera titulado:

“MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA EN FAMATINA: REDISEÑO Y REACTIVACIÓN DE LA SALA DE MÁQUINAS”,

Lo que manifiesta en su calidad de Tutor del mismo, en cumplimiento de las normas vigentes en esta Universidad para presentación de Proyectos Finales.

La Rioja, 13 de Diciembre de 2.013

Ing. Fernando Quinteros

DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS

Dedico muy especialmente el presente Proyecto Fin de Carrera a mis padres, Rosa Antonia Arias e Isidro Nicolás Vega, a mis hermanos Agustina, Lucía y Julio por el esfuerzo que han realizado y que están realizando a lo largo de sus vidas para ofrecerme todas las posibilidades de las que he disfrutado y sigo disfrutando, así como la educación y valores que me han inculcado desde pequeño hasta convertirme en adulto, sin olvidar su apoyo a lo largo de todos los años de mi vida.

Hago extensible la presente dedicatoria a todo el resto de mis familiares más cercanos, con especial hincapié en mi Abuela Lidia, en mis tíos Lorena, Héctor y Norma que me dieron su apoyo y su aliento de no bajar los brazos, a Oscar que no lo tenemos entre nosotros y que siempre me dio su apoyo, en mis primos, en mi novia Maribel que me apoyo y me acompaña en todo momento, en mis amigos y en todas aquellas personas que me han acompañado durante este tiempo.

Por último, agradecer a mis compañeros de proyecto Germán Nieto y Ramón Nieto que juntos estamos completando una etapa más de nuestras vidas, a la señora Rosa Gaitán, al tutor del Proyecto el Ing. Fernando Quinteros y a la Directora del Proyecto Dra. Ing. Mónica Alitta, por el apoyo que nos dieron en todo el trascurso del presente trabajo.

¡Muchas Gracias a todos!

VEGA DANTE PABLO

DEDICATORIA Y AGRADECIMIENTOS

Al fin llegó este momento, y quiero empezar dedicando este trabajo, en primer lugar, a mis Padres Daniel Nieto y Silvia González, porque gracias a ustedes pude dedicarme de lleno a la carrera sin ningún otro tipo de preocupaciones, me enseñaron a ser responsable y me inculcaron los valores para convertirme en una persona de bien. A vos papá que siempre me tuviste confianza en todo y me ayudaste a creer en mí. A vos mamá, porque siempre estuviste con las palabras y ese abrazo en todo momento que creaban ese pilar donde apoyarme. Por todo eso y mucho más ¡GRACIASSSSS!...

A mis abuelos que me cuidaron en todo momento y estuvieron pendientes de mi progreso. Ellos me demostraron que con esfuerzo se puede llegar a cualquier meta que te propongas.

A mi hermano, por su apoyo incondicional en todo momento... que siempre confió en mí y festejaba cada uno de mis logros.

A mis primos, porque siempre me estuvieron ayudando cada uno en su área de conocimiento...

A mis tíos, que siempre estuvieron incentivándome a seguir adelante... a todos, ¡gracias por sus palabras de aliento en todo momento!

A mí novia Romina Sotomayor, por su incondicional apoyo en mis triunfos y fracasos, por compartir mis penas y alegrías... por hacerme reír todos los días y por enseñarme a ser más atento.

A mis amigos, a los que conocí en esta etapa de mi vida, Pablo Vega y Ramón Nieto gracias a ustedes llegué a mí meta, me enseñaron a valorar mi familia y me transmitieron sus conocimientos, sus sentido de responsabilidad y sus fuerzas de voluntad, y me impulsaron para llegar a esta meta. ¡Gracias!

A la UTN, que me permitió conocer maestros, compañeros y, sobre todo, personas de bien que me transmitieron sus conocimientos y me convirtieron en un profesional.

Germán Gustavo Nieto González

DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS

Quiero aprovechar estas líneas para agradecer a todas las personas que me han ayudado y me han apoyado a lo largo de estos años de esfuerzo y dedicación para alcanzar mi objetivo en la UTN Facultad Regional Rioja.

En primer lugar quería agradecer el apoyo recibido por parte de mis padres y hermanos que, al igual que yo, tuvieron que acostumbrarse a mi ausencia por la distancia, y aun así nunca dejaron de apoyarme. Mi madre Olga Levaggi y mi padre Juan Carlos Nieto, que siempre han estado cada vez que los necesite sin fallarme ni una sola vez, desde que empezara a estudiar esta linda pero dura carrera, y que siempre me han sabido inyectar moral en mis peores y mejores momentos, no solo vividos a causa de mis estudios sino como consecuencia de la vida. A mis hermanos, Leoncio, Facundo y Victoria por ser mi inspiración día a día. Mis tíos, primos y abuelas que siempre me apoyaron en todo.

Para mi novia Leonor Amarillo, con su apoyo constante ha sido amiga y compañera inseparable, fuente de sabiduría, calma y consejo en todo momento. Gracias hermosa, por soportar mis ausencias cuando trabajaba y estudiaba siempre buscando llegar a la meta de ser un buen profesional.

Quiero mostrar mi más sincero agradecimiento a mis compañeros y amigos de clases, de política universitaria y aquellos que por algún motivo dejaron la carrera, porque cada uno de ellos aportó en mí la confianza, respeto y compañerismo en esta etapa de mi vida. También a mis compañeros, amigos y jefes de mi trabajo; Fernando Quinteros, Alberto Meneze, Miguel Lujan y Humberto Leiva, que siempre cooperaron conmigo cada vez que tenía que rendir las materias.

También quería hacer una mención especial a aquellos amigos, que hoy son parte de mi familia, que conocí en mi camino hacia este día tan especial, Maribel Paz, Romina Sotomayor, Jacqueline Bicet, Valeria Cáceres, Ezequiel Albrecht, Pablo Vega, Germán Nieto González, Gabriel López y Martín Vergara. Que desde un principio estuvieron apoyándome y compartiendo conmigo todo este proceso. Para mi amigo "Miky" que hoy no está físicamente con nosotros pero estoy seguro que está orgulloso de mí como yo estoy de él.

UN AGRADECIMIENTO ESPECIAL PARA TODAS AQUELLAS PERSONAS QUE
DE UNA U OTRA FORMA CONTIBUYERON A ESTE TRIUNFO.

NIETO RAMÓN RAFAEL

RESUMEN

En una central hidroeléctrica se utiliza energía hidráulica para la generación de energía eléctrica. Son el resultado actual de la evolución de los antiguos molinos que aprovechaban la corriente de los ríos para mover una rueda.

En general, estas centrales aprovechan la energía potencial gravitatoria que posee la masa de agua de un cauce natural en virtud de un desnivel, también conocido como *salto geodésico*. El agua en su caída entre dos niveles del cauce se hace pasar por una turbina hidráulica al cual transmite la energía a un generador donde se transforma en energía eléctrica.

Para el suministro de energía eléctrica a un país, ha sido siempre tentador aprovechar las fuerzas hidráulicas disponibles. En algunos casos la explotación de esas fuerzas resulta desfavorable en relación al costo de instalación y operación de una central térmica a vapor.

Los elevados costos de instalación de una central hidroeléctrica no solamente están relacionados con los órganos técnicos mecánicos (turbina-generador eléctrico y elementos complementarios) sino con las indispensables obras hidráulicas que hay que realizar. En el caso del presente proyecto los gastos en obras hidráulicas son mínimos, debido a que se recuperara una obra abandonada hace aproximadamente 35 años, a través de pequeñas reparaciones estructurales. También cabe destacar que recuperando esta obra además de aportar una mejora al servicio eléctrico, contribuirá a grandes mejoras socio-culturales de la zona.

El objetivo de construir una central hidroeléctrica es, utilizando recursos naturales, que el precio del kWh resulte de menor valor que el producido por vía de la generación térmica.

Algunos autores, como por ejemplo Claudio Mataix, en su libro **Mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas**, se expresa de la siguiente manera:

"Es interesante comparar el coste por kW instalado de una central hidroeléctrica con el de una central térmica de igual potencia. En general el coste de instalación es mayor; aunque la oscilación es grande, pudiendo ser igual el coste por kW en una central hidroeléctrica y valer hasta tres veces el de una central térmica, pero el coste de funcionamiento es mucho menor en una central hidráulica (se ahorra el precio del combustible)."

El proyecto consiste en la reactivación y operación de una mini central hidroeléctrica de pasada, equipada con 1 turbina Michell-Banki de última generación, con una potencia máxima instalada de la central de 157 KW, ubicado en el departamento Famatina, Provincia de La Rioja, Argentina. La propuesta consiste en la limpieza y reparación de las obras civiles y la instalación de nuevos equipamientos electromecánicos, de esta manera aprovechamos un salto natural de 31,6 m para generar energía eléctrica e inyectarla al Sistema Interconectado Nacional beneficiando de esta forma a la población del departamento.

ÍNDICE

CAPITULO 1: MARCO CONCEPTUAL

1. MEMORIA DESCRIPTIVA.....	10
2. INTRODUCCION	12
3. OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	13
4. JUSTIFICACIÓN.....	14
5. ALCANCE DEL PROYECTO	18
6. LOCALIZACIÓN.....	18

CAPITULO 2: SALA DE MAQUINA

2.1. TURBINAS HIDRÁULICAS	21
2.2. SELECCIÓN DE TURBINA	21
2.2.1. Criterios para la selección del tipo de turbinas	21
2.2.2. Turbina	25
2.2.3. Turbina Michell-Banki.....	25
2.3. GENERADOR	30
2.3.1. SELECCIÓN DE GENERADOR	30
2.3.2. Funcionamiento.....	31
2.3.3. Puesta a tierra.....	32
2.4. TRANSFORMADOR	34
2.4.1. Selección del transformador.....	34
2.5. CONDUCTORES	37
2.5.1. Conductor generador – transformador	37
2.5.2. Conductor transformador – barra de 13,2 kV	40
2.6. PROTECCIONES DEL GENERADOR.....	42
2.6.1. Protección contra fallas internas	42
2.6.2. Dispositivos de protección seleccionado	47
2.7. PROTECCIONES DEL TRANSFORMADOR.....	52
2.7.1. Selección de fusibles	52

CAPITULO 3: EFECTO DE LA GENERACIÓN

3.1. Situación actual.....	56
3.2. Situación con generación	57
3.3. Alcance geográfico estimativo abarcado por la generación	58

CAPITULO 4: EQUIPOS AUXILIARES

4.1. Iluminación de sala de máquina	59
4.2. Software DIALux.....	60
4.2.1. Informes DIALux	62
4.3. Instalación eléctrica de la sala de máquina	68
4.3.1. Cálculo de conductores y Dispositivos de Protección	68
4.4. Transformador de tensión para servicios auxiliares	71

CAPITULO 5: OBRA CIVIL

5.1. OBRAS	76
5.1.1. Toma de agua.....	77
5.1.2. Toma lateral	78
5.1.3. Toma frontal	78
5.1.4. Rejillas	78
5.1.5. Desarenador.....	79
5.1.6. Canales	79
5.1.7. Pileta de carga	80
5.1.8. Tubería forzada	81
5.1.9. Sala de máquinas.....	82

CAPITULO 6: PLAN DE MANTENIMIENTO

6.1. Mantenimiento de bocatomas.....	84
6.2. Canales	84
6.3. Desarenadores.....	84
6.4. Pileta de carga	85
6.5. Tubería forzada.....	85
6.6. Válvulas	85
6.7. Turbina	86
6.8. Regulador de velocidad.....	87
6.9. Generador	87
6.10. Tableros	87
6.11. Transformador.....	87
6.12. Línea de transmisión.....	87
6.13. Repuestos y herramientas.....	88
6.14. Organización del mantenimiento.....	88

CAPITULO 7: ESTUDIO ECONÓMICO

7.1. Evaluación financiera de la inversión.....	91
7.2. Criterios de rentabilidad	92

CONCLUSIONES	97
---------------------------	----

BIBLIOGRAFIA	99
---------------------------	----

ANEXO I: ESTUDIO HIDROLÓGICO
ANEXO II: ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL
ANEXO III: LEYES Y NORMAS APLICADAS
ANEXO IV: PLANOS

CAPITULO 1: MARCO CONCEPTUAL

1. MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1. OBJETO Y NECESIDAD DE LA OBRA

El proyecto tiene como objeto determinar la factibilidad de reactivación de la central hidroeléctrica abandonada en la localidad de Alto Carrizal, en el departamento Famatina de la provincia de La Rioja, mejorando así la calidad de energía de la zona.

En este proyecto se darán a conocer el equipamiento necesario para llevar a cabo esta reactivación.

Conociendo la crisis energética en la que está inmersa la provincia, y que es aún mayor en las localidades del interior, es que se buscan nuevas formas de generación a través de recursos naturales y renovables.

Investigando, es que se encontró que existen 3 obras hidroeléctricas abandonadas en distintas localidades de la provincia, y se eligió una de ellas, para estudiar su posible reactivación implementando nuevas tecnologías.

1.2. DESCRIPCIÓN DE LOS TRABAJOS PROYECTADOS

En el Cap.2: "Sala de Máquinas" se realizarán los cálculos necesarios para equipar la sala de máquinas de la central, esto incluye turbina, generador, transformador, conductores y dispositivos de protección.

En el Cap.3: "Efectos de la generación" se analizará el efecto de la generación en la línea a través de un simulador de redes denominado ANFU.

En el Cap.4: "Equipos Auxiliares" se especificarán los elementos auxiliares necesarios para el funcionamiento de la central. Éstos incluyen el diagrama de iluminación, plano eléctrico de la edificación, protecciones del sistema eléctrico, planos, etc.

En el Cap.5: "Obra Civil" se indicaran las tareas civiles que hay que llevar a cabo para el correcto funcionamiento de la central.

En el Cap.6: "Plan de Mantenimiento" se especificará el plan de mantenimiento, con ejemplos de planillas de control, de inspección y cronogramas utilizados.

En el Cap.7: "Estudio Económico" se indicará el estudio técnico económico indicando su factibilidad e indicaremos el plan de desarrollo de todo el proyecto.

Complementando el proyecto se adjuntarán: *Anexo I: "Estudio Hidrológico"*, *Anexo II: "Impacto Ambiental"*, *Anexo III: "Leyes y Normas Aplicadas"* que se tuvieron en cuenta y por

último un Anexo IV: "Planos"; los cuales fueron necesarios para estipular la reactivación de la central.

1.3. Especificaciones técnicas

Con los cálculos realizados, se determinó instalar una turbina Michell Banki de flujo cruzado, con un rodete de 500 mm, velocidad específica $N_s = 93,7$, velocidad de rotación en el eje $N_1 = 400$ r.p.m. Esta turbina esta acoplada a un generador sincrónico de 180 KW, frecuencia de salida 50 Hz, tensión de salida 400 v, factor de potencia 0,8, velocidad de rotación $N_2 = 1500$ r.p.m., con 4 polos y con excitatriz de imanes permanentes.

Estos dispositivos están gobernados por una celda de protecciones y control. Dentro de la celda encontramos un relé de protección Marca: Merlin Gerlin, Modelo: SEPAM Serie 80 que protege respecto a fallas a tierra, máxima intensidad de fase, máxima corriente de tierra, máximo de componente inversa, sobrecarga térmica, mínima intensidad de fase, mínima tensión remanente, mínima tensión simple, máxima y mínima frecuencia, pérdida de sincronismo, tiene respuesta diferencial, protección completa de generadores, posee 42 entradas y 23 salidas, módulo *sincro-check*, con tensión de alimentación auxiliar continua. El interruptor elegido es Marca: Schneider Electric, Modelo: Masterpact NT06, de intensidad nominal de hasta 630 A con un captador de 400 A, poder de corte 42 kA rms a 440 V 50/60 HZ, poder de cierre a 440 V y 50/60 Hz de 88 kA, tiempo de corte 50 ms, tiempo de cierre menor a 50 ms, etc.

Luego se eleva la tensión generada con un transformador elevador Marca: NOVA MIRON 0,400/13,2 kV de 200 KVA, grupo de conexión Ydn11, bobinado sumergido en aceite, con tanque de expansión, construido según norma IRAM 2250.

Se utilizarán conductores subterráneos para conectar el generador al transformador marca: CyA Conductores Eléctricos, dos ternas de $3 \times 50 \text{ mm}^2$ de cobre, cada terna tiene una intensidad admisible de 163 A, lo que en total nos da una intensidad admisible de 326 A, aislante de XLPE, construido bajo normas IRAM 2011, IRAM 2178, IEC 60502-1, tensión nominal de servicio 1,1 kV.

Para conectar el transformador a la línea de media tensión de 13,2 kV, se utilizará un cable tripolar de cobre de $3 \times 50 \text{ mm}^2$, con aislación XLPE, marca PRYSMIAN serie RETENAX MT, construido según norma IRAM 2178, que tiene una intensidad admisible de 200 A instalado subterráneamente.

2. INTRODUCCION

Es conocido por todos, el problema de abastecimiento energético que atraviesa el mundo, sin exceptuar nuestro país, y en especial nuestra provincia. Debido a esto es que se investigan nuevas formas de obtener energía de recursos renovables y de manera más eficiente.

En nuestro país se creó el GENREN un programa que busca incentivar la producción de energía eléctrica a partir de recursos renovables, atrayendo inversiones con beneficios impositivos para los emprendimientos privados de generación. Una forma de producir energía eléctrica es con recursos naturales es con una central hidroeléctrica, es una infraestructura capaz de convertir la energía potencial del agua en energía eléctrica. Para hacerlo nos valemos de un salto de agua, una turbina y un generador acoplado a esta última. Esta central abarca toda la infraestructura para convertir esta energía del agua, luego la devuelve a su cauce sin alterarla.

En la localidad de Alto Carrizal del departamento Famatina de nuestra provincia, existe una central de este tipo en estado de abandono que en su momento utilizaba el caudal del Río Amarillo para generar. Sabiendo esto, conociendo sobre nuevas tecnologías e impulsados por la problemática, es que se quiere reactivar esta central hidroeléctrica para poder “enfrentar” (en cierta magnitud) esta deficiencia energética, y dar un puntapié inicial, para empezar a aprovechar estos recursos hídricos de la provincia, sabiendo que no se consume agua, solo se la hace pasar por la turbina y se la devuelve a su cauce original o, en nuestro caso, al sistema de riego existente.

Esta energía generada va a ser inyectada al sistema interconectado cumpliendo con la Res. 208/2008 de la Ley 26.190, abasteciendo una parte de la demanda existente. Para ello se debe instalar una turbina acoplada a un generador, luego elevar la tensión del generador a la de la red a la que se va a conectar, en nuestro caso 13,2 kV.

3. OBJETIVOS DEL PROYECTO

Realizar un estudio para determinar la reactivación de la minicentral hidroeléctrica, situada en el departamento Famatina provincia de La Rioja Argentina, la misma se encuentra en estado de abandono hace aproximadamente unos 35 años.

Para lograr esta meta, se realizará:

- Un estudio hidrológico para determinar el caudal mínimo y máximo con el que se cuenta para el funcionamiento de la central.
- Un estudio de impacto ambiental para determinar los las consecuencias favorables y desfavorables del funcionamiento de la central.
- Un plan de desarrollo del proceso de reactivación.
- Un plan de mantenimiento de la central.

4. JUSTIFICACIÓN

En la actualidad, el panorama energético mundial es crítico. Durante el siglo veinte se observó un rápido incremento en el uso de los combustibles fósiles que se multiplicaron por veinte. Entre 1980 y 2004, las tasas anuales de crecimiento fueron del 2%. Según las estimaciones en 2006 de la Administración de Información sobre la Energía estadounidense el consumo sería de 15 TW ($=1,5 \times 10^{13}$ W).

El consumo hidroeléctrico mundial alcanzó los 816 GW en 2005, consistentes en 750 GW de grandes centrales, y 66 GW de instalaciones microhidráulicas (<1 MW). El mayor incremento de la capacidad total anual con 10.9 GW fue aportado por China, Brasil e India, pero se dio un crecimiento mucho más rápido en la microhidráulica (8%), con el aumento de 5 GW, principalmente en China donde se encuentran en la actualidad aproximadamente el 58% de todas las plantas microhidráulicas del mundo.

En Occidente, aunque Canadá es el mayor productor hidroeléctrico mundial, la construcción de grandes centrales hidroeléctricas se ha paralizado debido a sus implicaciones medioambientales. La tendencia tanto en Canadá como en Estados Unidos ha sido hacia la microhidráulica dado su insignificante impacto ambiental y la incorporación de multitud de localizaciones para la generación de energía. Tan sólo en la Columbia Británica se estima que la microhidráulica será capaz de elevar a más del doble la producción eléctrica en la provincia.

En el caso de Argentina, el panorama es el siguiente: El sector eléctrico en Argentina constituye el tercer mercado energético de América Latina (*ver ilustración 1*). Las generadoras térmicas alimentadas a gas natural (TGC) son la principal fuente de generación de electricidad de Argentina. La capacidad nominal instalada en 2006 era de 24.046 MW, de los cuales el 54% corresponde a generación térmica, el 41% a generación hidroeléctrica y el 4% a generación nuclear, mientras que menos del 0,1% corresponde a fuentes renovables. Sin embargo, es probable que este escenario de predominio del gas sufra cambios debido al agotamiento del gas como consecuencia de los "cuellos de botella" en exploración y producción (E+P) y en la capacidad de los gasoductos.

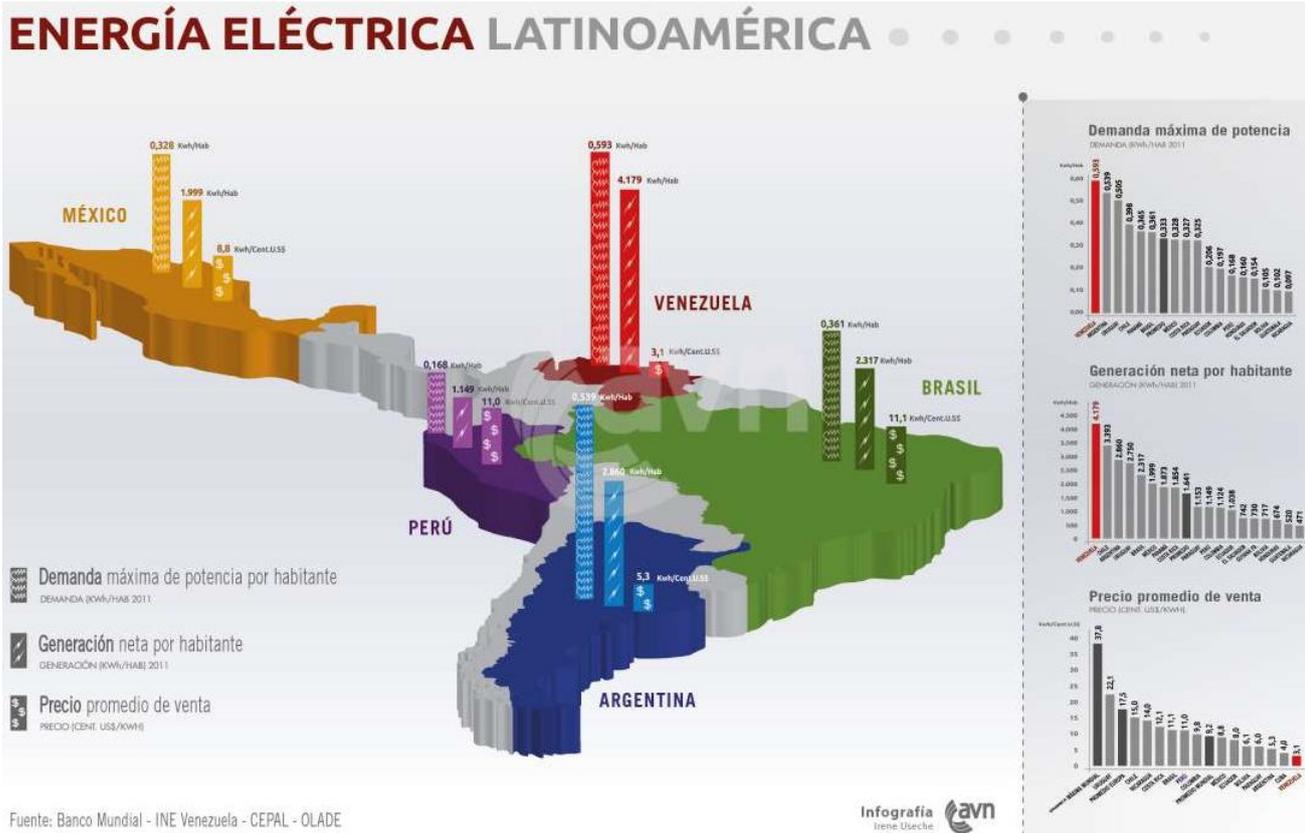


Ilustración 1 - Demanda de Latinoamérica

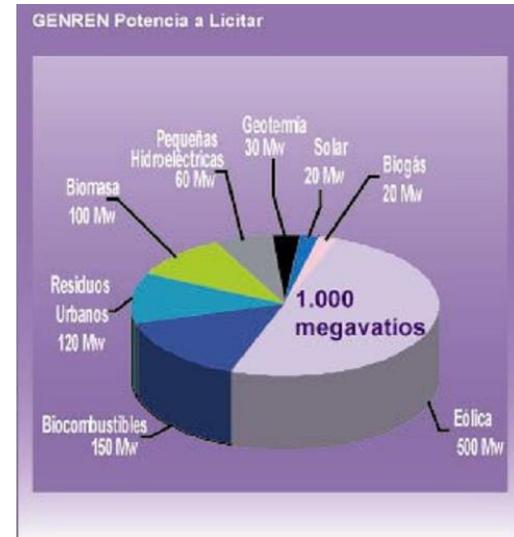
La demanda de electricidad en Argentina tuvo un crecimiento constante desde 1991 (más del 6% anual). En 2005, el país consumió 94,3 TWh de electricidad, lo que corresponde a 2.368 kWh per cápita.

Los márgenes de reserva son cada vez menores, el gobierno de Argentina está en proceso de encargar grandes proyectos, tanto en el sector de la generación como en el de la transmisión **para satisfacer esta demanda**. Una cantidad importante de estos proyectos es financiada por el gobierno mediante fideicomisos, mientras que la iniciativa privada aún es limitada ya que no se ha recuperado del todo de los efectos de la crisis económica argentina (1999-2002).

La generación tiene lugar en un mercado competitivo y mayormente liberalizado, con el 75% de la capacidad de generación en manos de compañías privadas. Por el contrario, los sectores de la transmisión y la distribución están altamente regulados y son mucho menos competitivos que el sector de la generación.

Programa de abastecimiento

Actualmente Argentina se enfrenta a un escenario ajustado de suministro y demanda, ya que los márgenes de reserva han caído desde el 30% en 2001 a menos del 10%. Este hecho, junto con el deterioro de los servicios de las empresas de distribución (es decir, cables, transformadores, etc.), puede poner en peligro el abastecimiento. Se estima que el sistema debería incorporar cerca de 1.000 MW de capacidad de generación por año para sostener un crecimiento anual de la demanda del 6-8%. La generación es producida por compañías privadas y estatales, dentro de un mercado eléctrico competitivo y mayormente liberalizado, con el 75% de la capacidad instalada total en manos privadas. La parte en poder público corresponde a la generación nuclear y a las dos plantas hidroeléctricas binacionales: Yacyretá (Argentina-Paraguay) y Salto Grande (Argentina-Uruguay). El sector de la generación está altamente fragmentado, con más de diez grandes compañías, todas por debajo del 15% de la capacidad total del sistema. Los generadores de electricidad la venden en el mercado mayorista, operado por CAMMESA.

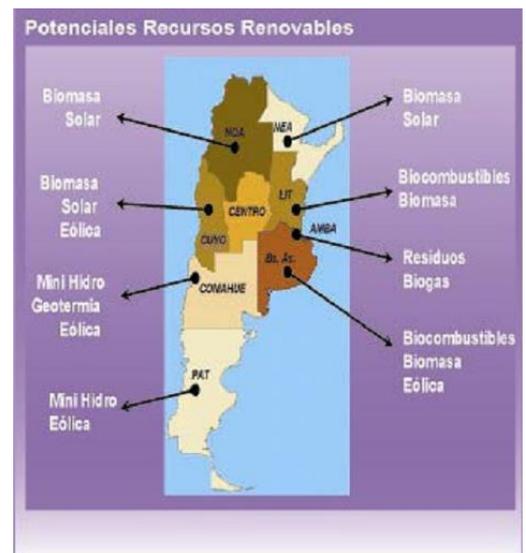


Fuente: Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios

Ilustración 2 - GENREN Potencia Licitar

El potencial hidroeléctrico de Argentina se explota sólo parcialmente. Si bien el potencial identificado es de 170.000 GWh al año, la producción hidroeléctrica apenas alcanzó 42.360 GWh en 2006. También hay recursos minihidroeléctricos sin explotar con un potencial estimado del 1,81% de la producción total de electricidad.

Los instrumentos legales más importantes para la promoción de la energía renovable son la ley 25.019 de 1998 y la ley 26.190 de 2007. La ley de 1998, conocida como "Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar", declaró de interés nacional las energías eólicas y solar, e introdujo un mecanismo que establecía un pago adicional por kWh generado, lo que en 1998 significó un 40% sobre el precio de mercado. También estableció ciertas exenciones impositivas durante un período de 15 años a partir de la promulgación de la ley. La ley de 2007 es un complemento de la anterior y declara de interés nacional la generación de electricidad a partir de cualquier fuente renovable que esté destinada a abastecer a un servicio público.



Fuente: Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios

Ilustración 3 - Potenciales Recursos Renovables

El Programa GENREN, lanzado en mayo de 2009 es otro paso en torno a la diversificación de las fuentes de generación eléctrica. Su objetivo principal es que en un plazo de 10 años, el 8% del consumo eléctrico nacional sea abastecido por fuentes de energía renovables, las cuales incluyen la Bioenergía, la Eólica, la Geo-térmica, Biogás y Biomasa, etc. También está prevista la utilización de biocombustibles y residuos sólidos urbanos.

ENARSA licitará la compra de energía proveniente de fuentes renovables y venderá la energía al mercado eléctrico mediante contratos a 15 años de plazo, garantizando a las empresas un marco estable y confiable para el desarrollo de sus inversiones.

Además de las ventajas ambientales resultantes de la reducción de emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera, se estima que se instalarán 1.000 MW de potencia que generarán inversiones por 2.500 millones de dólares y 8.000 puestos de trabajo.

Conociendo la situación de generación en el mundo y el país, no es difícil suponer y corroborar que la provincia de La Rioja no está exenta de este tipo de problemáticas. Y esto es aún peor en las localidades del interior.

En nuestro caso, en Famatina, la gran demanda y deficiencia de servicio eléctrico del departamento, nos obliga a buscar soluciones, por lo que sería muy importante aprovechar la central existente y abandonada. Ponerla en funcionamiento tendría un gran beneficio social en cuanto al problema eléctrico, generaríamos puestos de trabajo y utilizaríamos un recurso natural no contaminante para el ambiente.

Además de hacerle frente a la situación eléctrica, el tener una central hidroeléctrica en la provincia, sirve para las universidades, escuelas, etc., porque se puede mostrar una tecnología desconocida en la provincia, hacer estudios, prácticas, etc., mejorando el nivel y calidad de la central y de la educación.

También sirve para el fomento y desarrollo del turismo de la zona. Situación no desarrollada en la actualidad, y que traería más beneficios económicos para el pueblo del departamento, al igual que sucede en los casos de Yacyretá y Salto Grande.

5. ALCANCE DEL PROYECTO

Una central hidroeléctrica está compuesta por: la toma de agua, desarenador, canal de conducción, pileta de carga, tubería forzada, sala de máquinas y de una pileta de descarga de agua. Nuestro proyecto se limitará a la sala de máquinas propiamente dicha, esta consiste en la tubería forzada de entrada a la turbina, turbinas, generador eléctrico, instrumentos de protección, instrumentos de control y de un transformador.

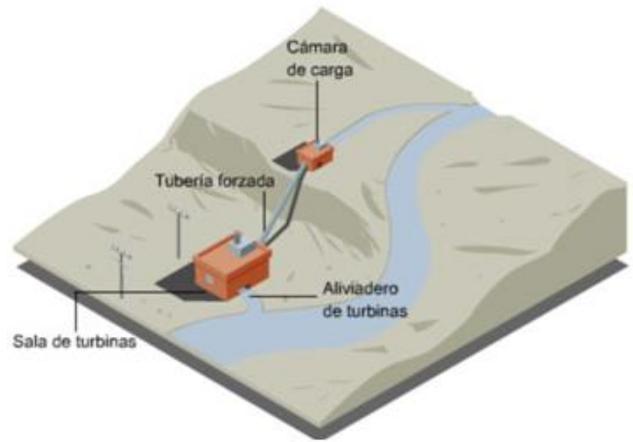


Ilustración 4 - Esquema de una mini central hidroeléctrica

Nos basaremos en realizar los cálculos necesarios para determinar el equipamiento más óptimo y de mayor rendimiento que más se adecúe a nuestra situación, y así poder sacar el máximo provecho al recurso natural, como lo es el agua, sin alterar su cauce ni caudal, debido a que éste sigue su recorrido.

6. LOCALIZACIÓN

El Proyecto se encuentra ubicado en el Departamento de Famatina en el distrito "Alto Carrizal" Provincia de La Rioja. Coordenadas $28^{\circ}51'51''$ Latitud Sur y $67^{\circ}34'48''$ Longitud Oeste.

A la central se accede a través del distrito "Alto Carrizal" en el departamento Famatina a 235 km de la ciudad de La Rioja Argentina. Una vez llegado al pueblo, se sigue 6 km al Noroeste por la Ruta Provincial N°11, allí habrá un camino a la izquierda que conduce al pueblo Carrizal. Al llegar al pueblo se debe pasar un puesto de control custodiado por ambientalistas. Al pasar este puesto, se sigue por camino sin pavimentar hasta la primera bifurcación, allí se toma el camino de la izquierda, se atraviesa el Río Amarillo, y se sigue el camino hasta llegar a la central.



Ilustración 5 - Ubicación de la Mini Central

CAPITULO 2: SALA DE MAQUINAS

En un aprovechamiento hidroeléctrico, la sala de máquinas tiene como misión proteger el equipo electro-hidráulico que convierte la energía potencial del agua en electricidad, de las adversidades climatológicas. El número, tipo y potencia de las turbinas, su disposición con respecto al canal de descarga, la altura de salto y la geomorfología del sitio, condicionan la topología del edificio.

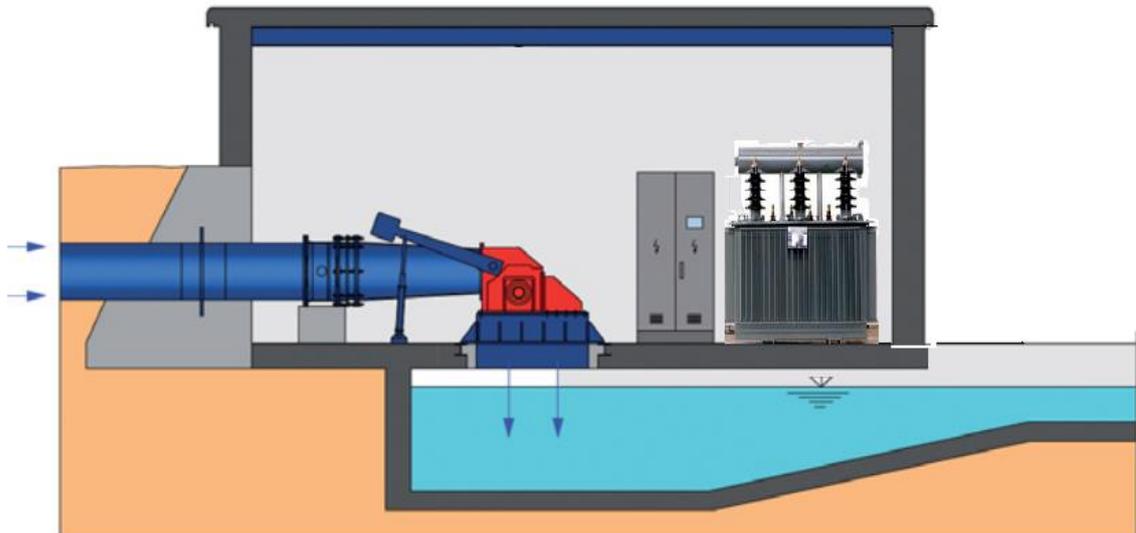


Ilustración 6 - Esquema de una Sala de Máquinas de una Mini Central Hidroeléctrica

Vista esquemática de una mini-central hidroeléctrica

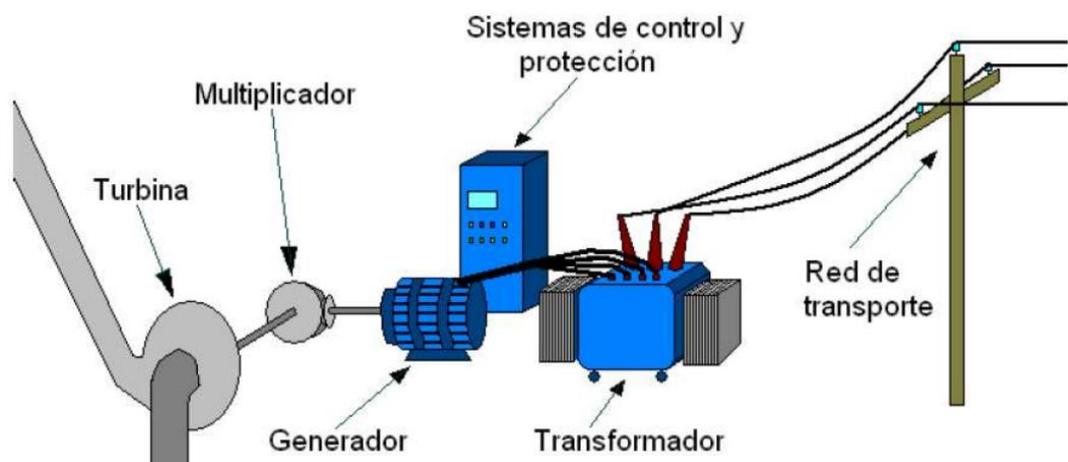


Ilustración 7 - Elementos que componen una Mini Central Hidroeléctrica

Como se observa en la figura la casa de máquinas puede albergar los equipos siguientes:

- Compuerta o válvula de entrada a las turbinas
- Turbinas
- Multiplicadores (si se necesitan)
- Generadores
- Sistemas de control
- Equipo eléctrico
- Sistemas de protección

- Suministro de corriente continua (control y emergencias)
- Transformadores de potencia e intensidad

En los aprovechamientos de montaña con poco caudal, en los que el salto es pequeños, las casas de máquinas son más especiales, con una pileta de carga una entrada de la tubería forzada y un canal de retorno. La casa de maquina puede estar ubicada en el interior de una cueva, y eventualmente, aunque no es corriente, puede estar sumergida en el agua.

El edificio con el que cuenta el presente proyecto consta de un área de 128 m², la cual cuenta con una sala de celdas de protección y control, una sala de transformador, sala que se encuentran las turbinas, y dos oficinas.

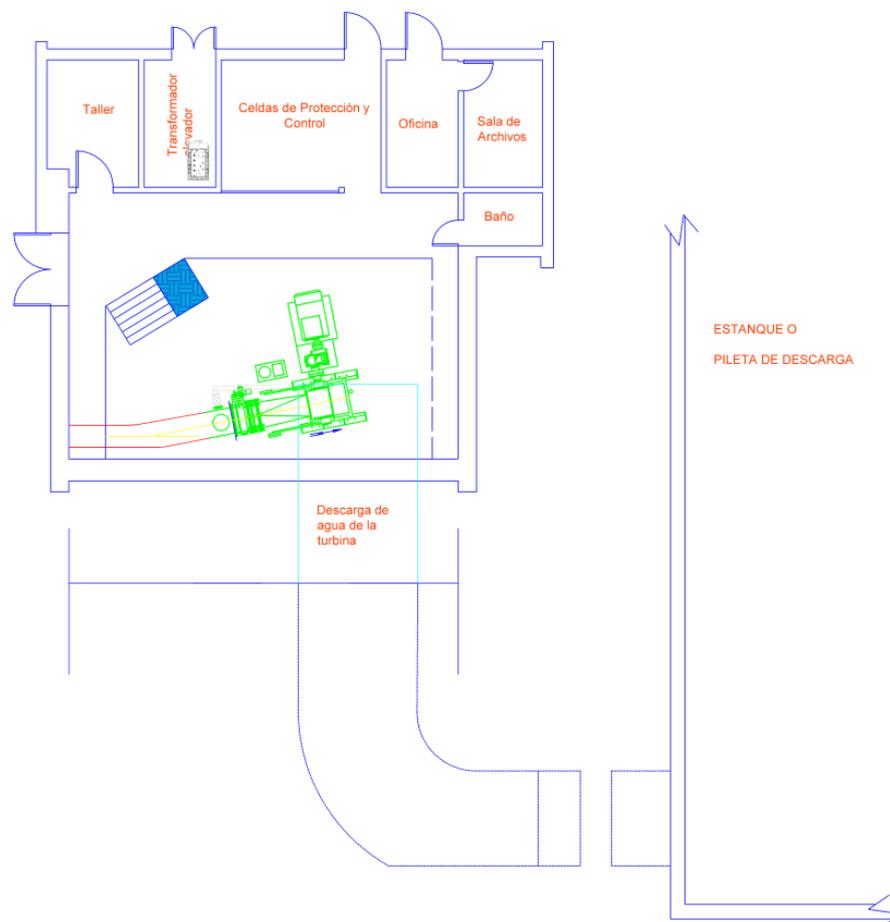


Ilustración 8 - Planta de la Mini Central Hidroeléctrica

2.1. TURBINAS HIDRÁULICAS

Una turbina hidráulica tiene por objeto transformar en energía rotacional la energía potencial del agua. No se definirá ninguna regla para el diseño de las turbinas (un papel reservado a los fabricantes) consideramos oportuno suministrar algunos criterios para la selección del tipo de turbina más conveniente para nuestro caso e incluso suministrar fórmulas para determinar sus dimensiones fundamentales.

2.2. SELECCIÓN DE TURBINA

2.2.1. Criterios para la selección del tipo de turbinas

El tipo, geometría y dimensiones de la turbina están condicionados, fundamentalmente, por los siguientes criterios:

- Altura de salto neto
- Rango de caudales a turbinar
- Velocidad de específica
- Costo

Altura del salto neto

El salto bruto es la distancia vertical, medida entre los niveles de la lámina de agua en la toma y en el canal de descarga, en las turbinas de reacción, o el eje de toberas en las de turbinas de acción. Conocido el salto bruto, para calcular el neto, basta deducir las pérdidas de carga, a lo largo de su recorrido.

Para determinar el salto neto tenemos que determinar primero las pérdidas primarias y secundarias.

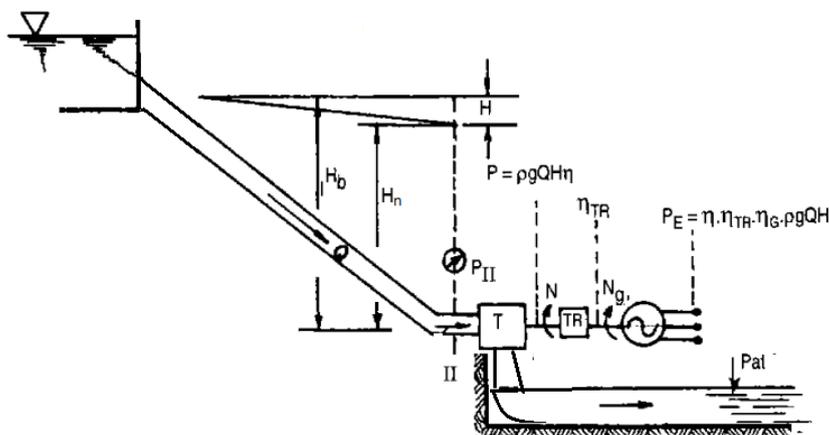


Ilustración 9 - Determinación de altura neta

Pérdidas:

- Pérdidas de cargas unitarias

$$j = \frac{f}{d} x \frac{v^2}{2g} = 0,00897$$

- Pérdida de carga total

$$J = j x L = 1,5529 \text{ m}$$

- Pérdidas secundarias:

$$h_s = Kx \frac{V_2^2}{2g}$$

Tabla 1 - Coeficientes de Pérdidas

ACCESORIO	COEFICIENTE DE PERDIDA "K"	PERDIDA SECUNDARIA
ENTRADA	0,2	h _e =0,0769 m
CURVA "A"	0.0369	Ha= 0,0145
CURVA "B"	0,0369	Hb= 0,0145
CURVA "C"	0,0193	Hc=0,0076
VALVULA "F"	0,19	0,3696

- Pérdidas totales:

$$H = J + h_e + h_c + h_a + h_b + h_f$$

$$H = 2,036m$$

Altura neta Hn

$$Hn = Hb - H$$

$$Hn = 29,4 \text{ m}$$

En la siguiente Tabla se especifica, para cada tipo de turbina, el rango de valores de salto neto dentro con la que puede trabajar.

Tabla 2 - Rangos de alturas netas para la selección de tipos de turbinas (Fernández Mosconi, y otros, 2003)

Tipo de turbina	Rango de saltos neto [m]
Kaplan y hélice	2<-<20
Francis	10<-<350
Pélton	50<-<1300
Michell-Banki	3<-<200
Turgo	50<-<250

Con el criterio de altura neta las turbinas que entran en el rango de 29 m son las turbinas Francis y las Michell-Banki.

Rango de caudales a turbinar

Lo que interesa es el régimen de caudales preferiblemente representado por la curva de caudales clasificados (CCC) obtenida de los datos procedentes de la estación de aforos o de los estudios hidrológicos. No todo el caudal representado en una CCC puede utilizarse para producir energía eléctrica. En primer lugar hay que descartar el caudal ecológico que tiene que transitar todo el año por el cauce cortocircuitado. En segundo lugar, cada tipo de turbina solo puede trabajar con caudales comprendidos entre el nominal (para el que el rendimiento es máximo) y el mínimo técnico por debajo del cual no es estable.

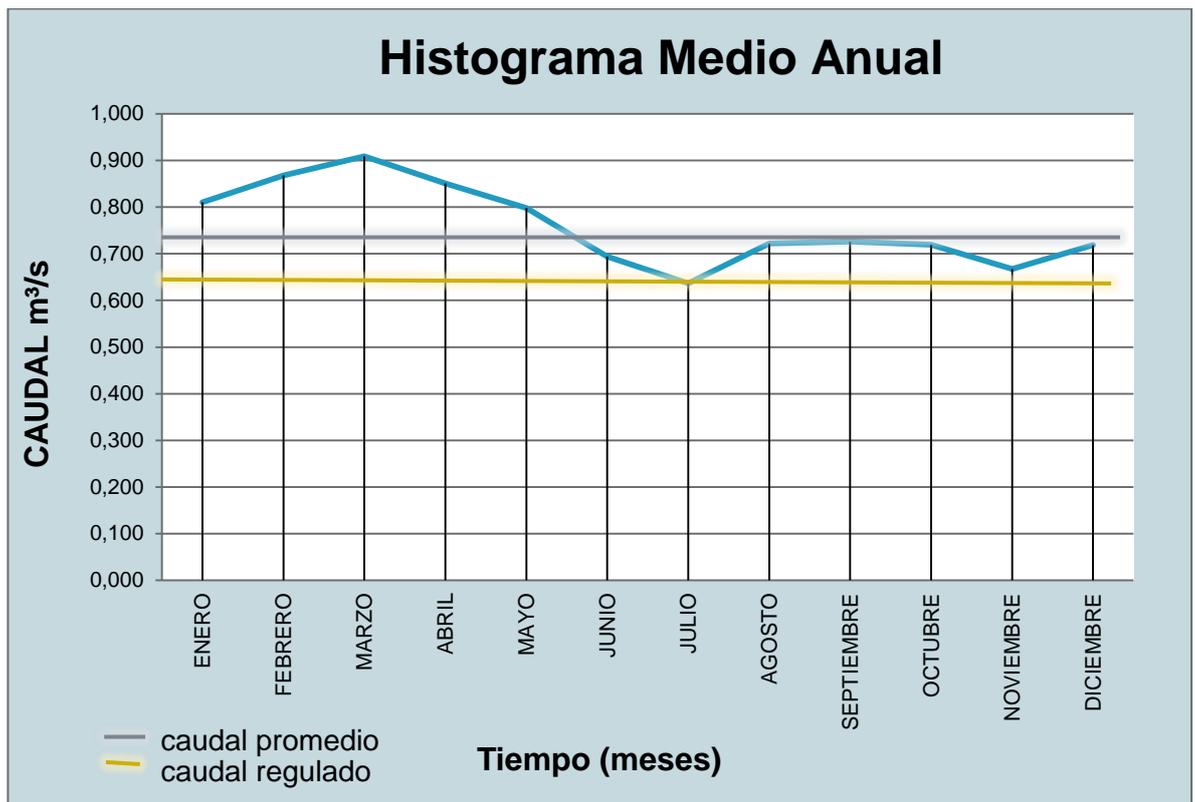


Ilustración 10 - Histograma medio Anual

Nuestro caudal anual promedio obtenido del estudio hidrológico realizado del río amarillo es de 0,742 m³/s, un caudal máximo de 1221 litros por segundo y el mínimo de 361 litros por segundos, se prevee trabajar con una demanda de agua de 0,65 m³/s, el restante se ira al estanque de riego aguas debajo de la sala de máquina.

Con la altura neta de 29 m y un caudal de 0,65 m³/s, se definen un punto en el plano que reúne las envolventes operacionales de cada tipo de turbina. Cualquier turbina dentro de cuya envolvente caiga dicho punto, podrá ser utilizada en el aprovechamiento en cuestión.

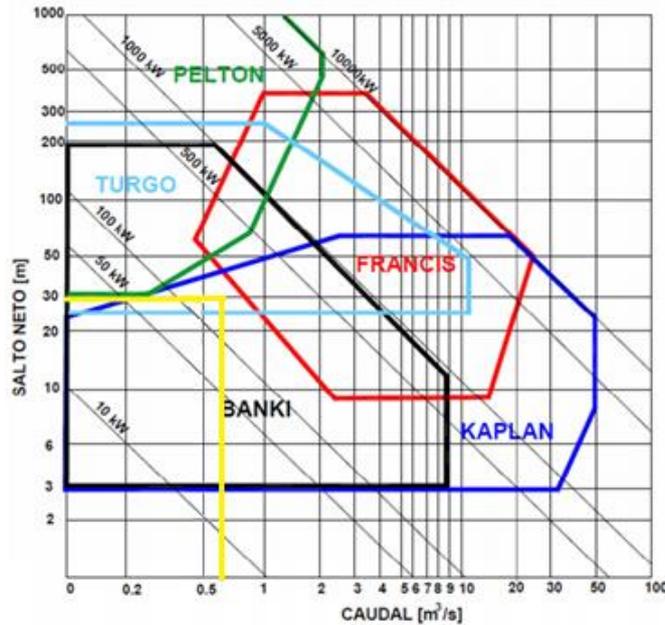


Ilustración 11 - Diagrama de Selección de Turbina Salto vs Caudal

La Figura está elaborada integrando los datos de varios fabricantes europeos, y muestra las envolventes operacionales de los tipos de turbina más utilizados. Con los datos antes mencionados y representados por la línea de color amarillo, las turbinas que caen dentro de los parámetros son: TURGO, KAPLAN Y BANKI.

Velocidad específica con la altura de salto neto

Por regla general los fabricantes de equipos anuncian el valor N_s de sus turbinas. Gran número de estudios estadísticos han permitido correlacionar, para cada tipo de turbina, la velocidad específica con la altura de salto neto.

A continuación se muestran algunas correlaciones utilizadas:

$$\text{Pélton (1 chorro)} \quad N_s = \frac{85,49}{H^{0,243}} = 37,71$$

$$\text{Francis} \quad N_s = \frac{3763}{H^{0,654}} = 416$$

$$\text{Kaplan} \quad N_s = \frac{2283}{H^{0,486}} = 444$$

$$\text{Banki} \quad N_s = \frac{513,25}{H^{0,505}} = 93,7$$

$$\text{Helice} \quad N_s = \frac{2702}{H^{0,5}} = 501,7$$

$$\text{Bulbo} \quad N_s = \frac{1520}{H^{0,2837}} = 584,7$$

La representación gráfica de las correlaciones anteriores se pueden observar en la siguiente figura:

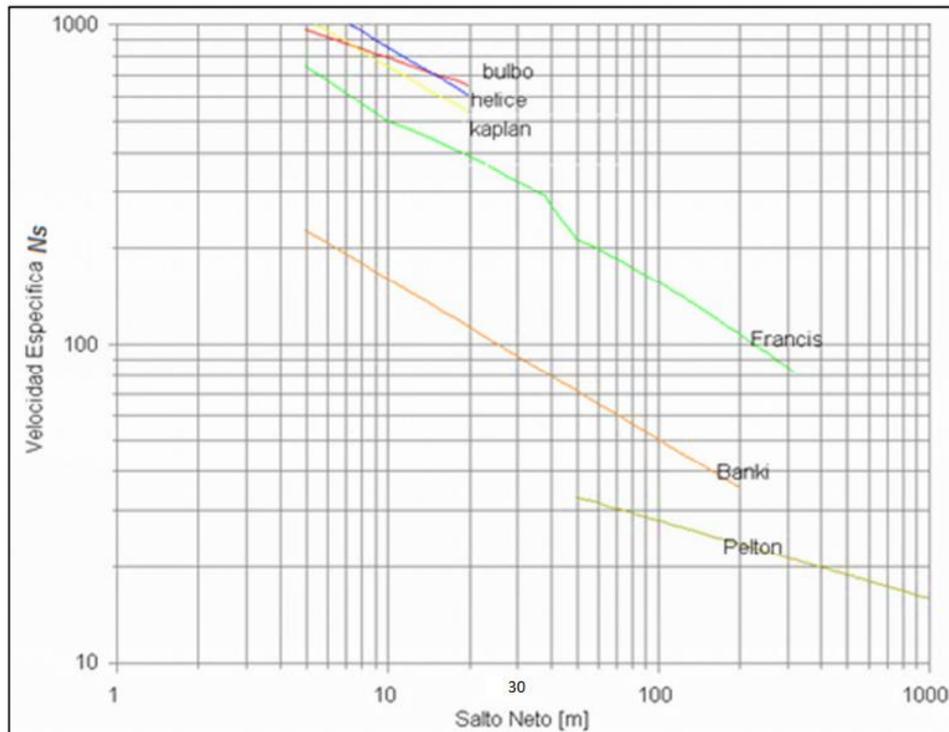


Ilustración 12 - Velocidad específica con la altura de salto neto (Fernández Mosconi, y otros, 2003)

Como se puede observar en la figura, la turbina que cumple con el N_s que anuncian los fabricantes, la que más cerca está es la turbina BANKI, las turbinas mencionadas por los criterios de selección anteriormente vistos están muy lejos de los parámetros.

Costo

Basándonos en este criterio la turbina seleccionada es la Michell-Banki, si bien las que cumplen con los requisitos anteriores, y con la misma potencia que genera una Michell-Banki; la Francis y la Kaplan son mucho más costosas y requieren de periodos más cortos de mantenimiento lo cual se las descarta.

2.2.2. Turbina

Como conclusión de la selección de turbina se optó por utilizar una Michell-Banki, la cual es la más aconsejable debido a que cumple con los criterios de selección y es de fácil construcción, de fácil ensamblaje, de rápido y sencillo mantenimiento y de bajo costo.

2.2.3. Turbina Michell-Banki

Esta turbina puede describirse como de acción, de flujo transversal, de doble paso o efecto, de admisión parcial y de flujo radial centrípeto-centrífugo.

Su característica principal es que un amplio chorro de agua de sección rectangular incide dos veces, cruzando por el interior del rotor, sobre los álabes. La diferencia fundamental respecto a otras turbinas es que no reproduce deflexión axial del agua, la que se mueve sobre planos perpendiculares al eje del rotor.

Es utilizada principalmente para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. Sus ventajas principales están en su sencillo diseño y su fácil construcción, lo que la hace atractiva en el balance económico de un aprovechamiento a pequeña escala. No obstante, esto no impide que la turbina se utilice en grandes instalaciones y actualmente existen máquinas de este tipo de hasta 6 MW.

Las principales características de esta máquina son las siguientes:

- La velocidad de giro puede ser seleccionada en un amplio rango.
- Puede operar en amplios rangos de caudal y altura sin variar apreciablemente su eficiencia.
- El diámetro de la turbina no depende necesariamente del caudal.
- Se alcanza un aceptable nivel de rendimiento con pequeñas turbinas.
- Se puede regular el caudal y la potencia por medio de un álabe ajustable.
- Su construcción es sencilla, pudiendo ser fabricada en pequeños talleres.

Partes de una turbina Michell Banki

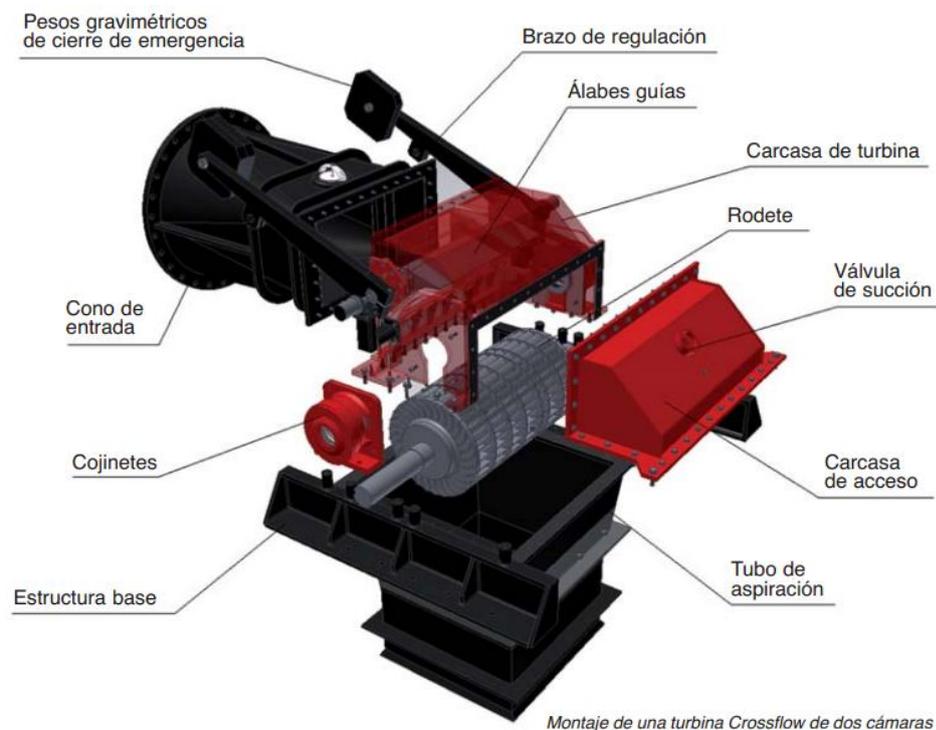


Ilustración 13 - Despiece de una turbina Michell Banki

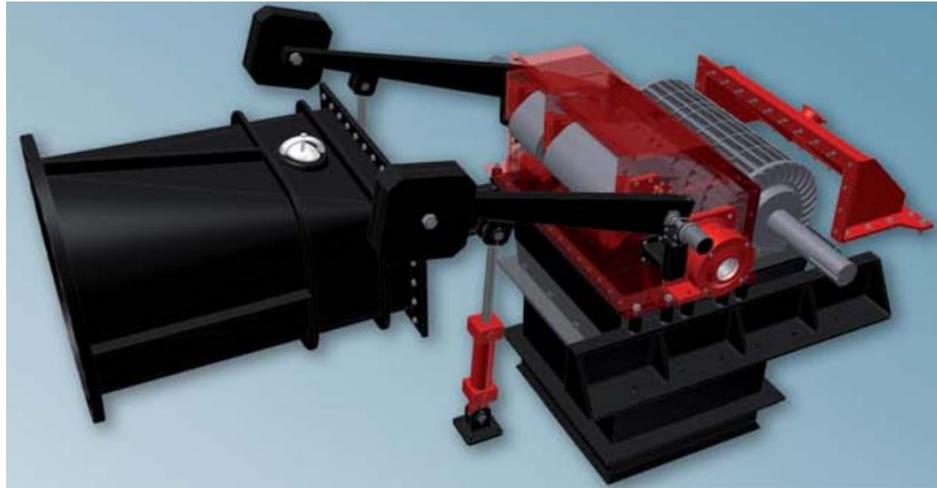


Ilustración 14 - Turbina Michell Banki

Son turbinas de eje horizontal con un rodete ancho en forma de cilindro provisto de álabes en el que el flujo actúa en dos etapas, en la primera el agua penetra por la periferia hacia el interior actuando sobre los álabes y en una segunda etapa después de cruzar el eje, sale al exterior atravesando de nuevo el espacio entre los álabes lo que provoca un cambio de dirección del flujo, este cambio de dirección no resulta fácil y da lugar a una serie de choques que son la causa de su bajo rendimiento nominal. El rotor gira en el interior de una carcasa de acero, la cual se prolonga con un tubo convergente que actúa de tubo de aspiración (existen también sin tubo de aspiración).

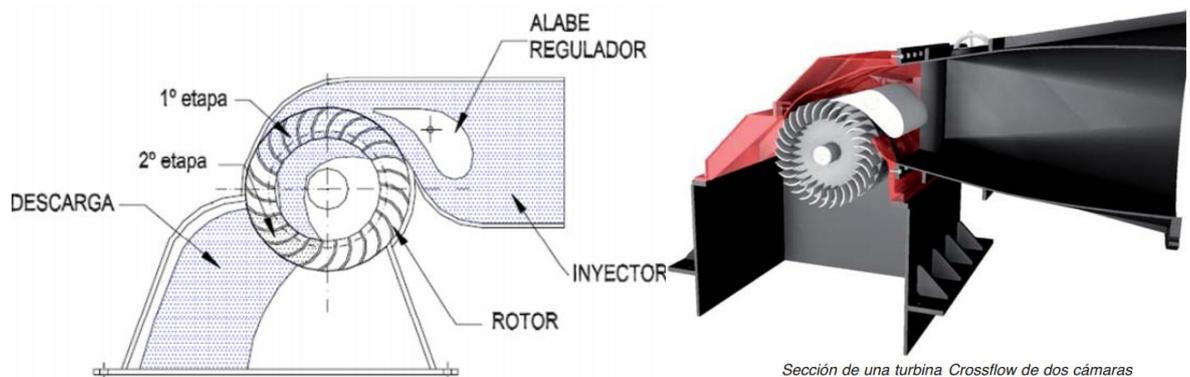


Ilustración 15 - Sección de una Turbina Michell Banki

Una característica atractiva de estas máquinas es la forma aplanada de su curva de rendimientos. Esto se logra con un diseño de la turbina con admisión parcial. Se divide el rotor en 3 partes iguales y la admisión del agua se puede realizar por 1/3, 2/3 o la totalidad del rotor. Este tipo de diseño es el desarrollado por la firma Osserberger que construye una máquina como se ve en la Figura siguiente.

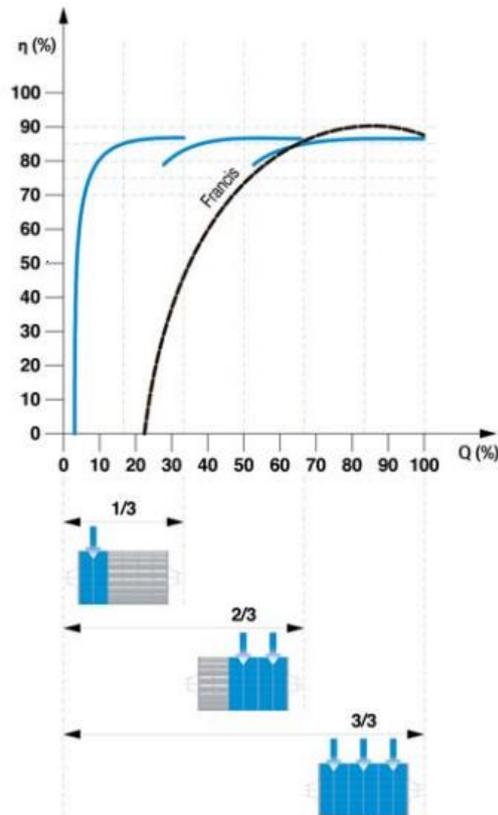


Ilustración 16 - Comparación de las curvas de Eficiencia de las turbinas Francis y Crossflow de 2 cámaras

Esta clase de admisión permite obtener una curva de rendimiento como la de la Figura anterior en la cual se observa la comparación con la curva de rendimiento de una turbina tipo Francis.

Su rendimiento máximo es inferior al 87%, pero se mantiene entre límites aceptables para caudales entre el 16% y el 100% del caudal máximo de diseño (1/3, 2/3 3/3).

Las turbinas Michell-Banki son máquinas muy robustas, pueden operar con una amplia gama de caudales, por lo que resultan adecuadas para las centrales no conectadas a la red general que sirven a comunidades aisladas. La utilización de estas turbinas conectadas a la red general es poco frecuente, para saltos mayores a 100 m, a causa de su inferior rendimiento frente a las turbinas Pélton que sería su posible alternativa en este rango de saltos; la utilización con saltos menores que 100 m es más frecuente, especialmente en los casos en los que es ventajosa su capacidad de operar con caudales muy inferiores al nominal.

Principio de funcionamiento

La turbina consta de dos elementos principales: un inyector y un rotor. El rotor está compuesto por dos discos paralelos a los cuales van unidos los álabes curvados en forma de arco circular.

El inyector posee una sección transversal rectangular que va unida a la tubería de admisión por una transición rectangular - circular. Este inyector es el que dirige el agua hacia el rotor a través de una sección que abarca una determinada cantidad de álabes del mismo, y que guía el agua para que entre al rotor con un ángulo determinado, obteniendo el mayor aprovechamiento de la energía.

La energía del agua es transferida al rotor en dos etapas, lo que también da a esta máquina el nombre de turbina de doble efecto, y de las cuales la primera entrega un promedio del 70% de la energía total transferida y la segunda alrededor del 30% restante. Finalmente, el agua es restituida mediante una descarga a presión atmosférica (grado de reacción igual a cero), como se muestra en la Figura.

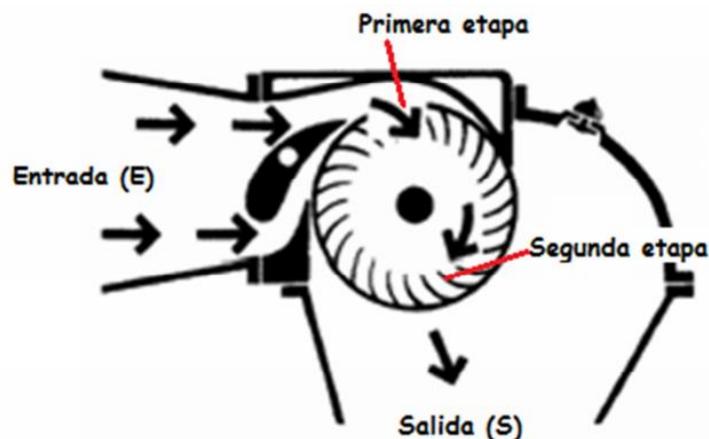


Ilustración 17 - Funcionamiento de la turbina

2.3. GENERADOR

La generación alterna se origina al obtener tensión en los bornes de una bobina con rotación relativa respecto de un campo magnético. De acuerdo a la velocidad de rotación y al número de polos magnéticos del generador, resultara una determinada frecuencia de tensión generada en los bornes del generador. Esta frecuencia esta estandarizada en 50 Hz en Argentina. De tal forma un generador deberá rotar según la cantidad de polos con que esté construido, a una velocidad fija y determinada, para producir energía eléctrica en la frecuencia de 50 ciclos por segundo.

Los generadores de pequeñas potencias más difundidos en mini centrales hidroeléctricas son los de 4 polos que rotan a 1500 rpm pudiendo ser estos sincrónicos o asincrónicos.

El generador que se utilizara es del tipo síncrono el cual está acoplado al eje de la turbina ya sea por medio de un sistema multiplicador de velocidad, por correas, por un sistema de engranajes o en forma directa acoplado en forma rígida al eje de la turbina dependiendo de las revoluciones de la turbina.



Ilustración 18 - Esquema de un generador síncrono

2.3.1. SELECCIÓN DE GENERADOR

Para la selección del generador tenemos que determinar la potencia bruta de la turbina y luego afectarla a su rendimiento, que como se dijo anteriormente el rendimiento de la turbina es de 85 %, para así determinar que generador vamos a utilizar.

La potencia bruta de la turbina se determina de la siguiente manera:

$$P = \delta \cdot g \cdot Q \cdot H \eta$$

Dónde:

δ = densidad del agua 1000 (kg/m³)

g= Gravedad

Q= caudal (m³/s)

Hn= salto neto (m)

η = rendimiento de la turbina

La potencia de la turbina será:

$$P_{tu} = 1000 \frac{kg}{m^3} \times 9.8 \frac{m}{s^2} \times 0,65 \frac{m^3}{s} \times 29 m$$

$$P_{tu} = 184730 w = 185 kW$$

2.3.2. Funcionamiento

La turbina trabajará con al 100% de su capacidad, con un caudal de 0,65 m³/s, entregando toda su potencia al generador por medio de un multiplicador de velocidad, el cual deberá llevar de 450 rpm de la turbina a 1500 rpm que es la velocidad de rotación del generador de 4 polos, se deberá afectar el rendimiento de la turbina, es decir, que la potencia entregada en el eje del generador es menor que la de potencia de la turbina debido a la propia eficiencia de la máquina.

Por lo tanto la potencia del generador trabajado al 100 % será:

$$P_g = P_{tu} \times \eta_t$$

$$P_g = 184730 w \times 0,85$$

$$P_g = 157020,5 w = 157 kw$$

Con los datos de potencia necesaria del generador se procede a la elección de un generador de mercado donde se tiene alternadores marca WEG con las siguientes características:



Alternadores

Características Eléctricas

Modelo: GTA252AIR

Trifásico - 50 Hz - 115/231/200/400 V

- Nº de fases: Trifásico
- Voltaje nominal: 115 / 231 / 200 / 400 V
- Conexión: $\Delta\Delta / \Delta / YY / Y$
- Frecuencia: 50 Hz
- Potencia 125°C: 282 kVA
- Potencia 150°C: 304 kVA
- Potencia 163°C: 304 kVA
- Rendimiento para FP 0,8 (50%): 94 %
- Rendimiento para FP 0,8 (75%): 93.7 %
- Rendimiento para FP 0,8 (100%): 93 %
- X'd: 12.44 %
- X''d: 9.17 %



Ilustración 19 - Características del generador seleccionado

2.3.3. Puesta a tierra

Este generador debe ser conectado a tierra en su centro de estrella para evitar la formación de armónicos en la forma de onda generada.

El Reglamento de la Asociación Electrotécnica Argentina considera que puede estimarse, en forma aproximada, la resistencia a tierra de una *jabalina enterrada verticalmente* con la expresión:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{8L}{d} - 1 \right) = \frac{50}{2\pi 6} \left(\ln \frac{8 \times 6}{0,019} - 1 \right) = 7,34 \Omega$$

Siendo:

R: resistencia de la puesta a tierra [Ω]

L: longitud de la jabalina enterrada [m]

D: diámetro de la jabalina [m]

ρ : resistividad del terreno [Ωm]

Consideramos 4 jabalinas acopladas de acero-cobre de 19mm de diámetro por 1,5m de largo cada una, que conforman una longitud de 6 metros.

De esta manera, es menor que el valor máximo establecido de 10 Ω .

		<h2 style="text-align: center;">HOJA DE DATOS</h2> <h3 style="text-align: center;">Alternadores Síncronos</h3>								Número:	
		Fecha:									
Cliente: UTN LA RIOJA Modelo: GTA252AIR											
Datos generales	Clase de aislación	180°C (H)	Sistema de excitación		Brushless con bobina auxiliar						
	Grado de protección	IP21	Paso del bobinado del estator principal		2/3						
	Terminales	12	Camadas del bobinado del estator		2.0						
	Flujo de aire (m³/s)	1.4	Número de polos		4						
	Carcasa IEC	250	Tipo de polo		Saliente						
	Refrigeración	IC01	Regulador de tension								
	Altitud (m) a.n.m.	≤ 1000	Precisión (estabilidad)		± 0.5%						
	Rotación nominal (rpm) - 50Hz	1500	Corriente nominal		5A						
	Rotación nominal (rpm) - 60Hz	1800	Entrada analogica		sim						
	Sobrevelocidad (rpm)	2250	Entrada digital		não						
	Factor de potencia	0.8 a 1	Corriente de pico		7A						
	Resistencia del estator de la excitatriz a 20°C (Ohm)	12.17	Droop / CT		sim						
	Resistencia del estator principal a 20°C (Ohm)	0.01	Respuesta dinámica (ms)		8 a 400						
	Resistencia del rotor a 20°C (Ohm)	1.65	U/F		sim						
	Distorción armónica total (sin carga) (%)	< 5%	Ajuste interno de tensión		± 15%						
	Cojinete trasero	6214-2RS	Ajuste externo de tensión		± 10%						
	Cojinete delantero (B3T o B35T)	6318-2RSC3	Tiempo de respuesta transiente para ΔU=20%		500 ms						
			Descanso unico				Descanso duplo				
Masa del alternador (kg)		682		B35T	715	B3T	684				
Inercia WR² (kgm²)		2.28		2.02							
		50Hz				60Hz					
		Trifásico		Monofásico	Trifásico		Monofásico				
Tension (V)	Conexión Y	380	400		380	440	480				
	Conexión YY	190	200		190	220	240				
	Conexión Δ	220	230		220	254	277				
	Conexión ΔΔ	110	115		110	127	138				
	Monofásico zig-zag paralelo o triángulo monofásico			190-200					220-240		
Potencias (kVA)	ΔT=80°C (Ta=40°C)	223	225	124	238	282	292	160			
	ΔT=105°C (Ta=40°C)	255	258	142	273	324	334	184			
	ΔT=125°C (Ta=40°C)	278	282	155	297	353	365	201			
	ΔT=150°C (Ta=40°C)	289	304	170	318	377	390	220			
	ΔT=163°C (Ta=27°C)	289	304	177	331	393	405	229			
Datos Eléctricos (FP=0.8 - ΔI=125°C - Ta=40°C)	Xd (%) - Reactancia síncrona de eje directo	290.8	266.56	387.73	370.91	330.19	287.52	440.25			
	X'd (%) - Reactancia transitoria de eje directo	13.59	12.44	18.12	17.41	15.44	13.42	20.59			
	X''d (%) - Reactancia subtransitoria de eje directo	10.01	9.17	13.35	12.82	11.38	9.89	15.17			
	Xq (%) - Reactancia síncrona de eje en cuadratura	111.29	102.01	148.39	141.93	126.37	110.03	168.49			
	X''q (%) - Reactancia subtrans. de eje en cuadratura	11.95	10.94	15.93	15.32	13.58	11.8	18.11			
	X2 (%) - Reactancia de sec. neg. de eje en cuadratura	10.89	9.98	14.53	13.96	12.38	10.76	16.51			
	X0 (%) - Reactancia de secuencia cero saturada	1.67	1.53	2.22	2.14	1.9	1.65	2.53			
	T'd (ms) - Constante trans. de eje dir. en cortocirc. sat.	60.1	60.1	80.13	60.1	60.1	60.1	80.13			
	T''d (ms) - Const. subtrans. de eje dir. en cortocirc. sat.	1.5	1.5	2	1.5	1.5	1.5	2			
	T'do (ms) - Constante transitorio de circ. abierto saturada	1319	1320.7	1758.67	1312.4	1317.8	1320.7	1757.07			
	T''do (ms) - Cte. subtrans. de circ. abierto	2	2	2.67	2	2	2	2.67			
	Ta (ms) - Constante de cortocircuito da armadura	10.92	10.92	14.56	10.91	10.92	10.92	14.56			
	uc (V) - Voltaje de excitación nominal	41.65	43.3	41.65	35.72	39.86	41.98	39.86			
	ic (A) - Corriente de excitación nominal	3.42	3.56	3.42	2.93	3.28	3.45	3.28			
	ic (A) - Corriente de excitación sin carga	0.8	1	1.07	0.4	0.6	0.9	0.8			
Icc (A) - Corriente de mantenimiento de cortocircuito	1285.36	1285.36	1713.82	1353.73	1353.73	1353.73	1804.98				
Relación de cortocircuito (Kcc)	0.4	0.47	0.53	0.28	0.34	0.44	0.45				
Rendimiento (%)	Factor de potencia	0.8	1.0	0.8	1.0	0.8	1.0	0.8	1.0		
	25% de carga	93.1	94.8	92.7	94.5	85.7	87.2	94.1	95.6		
	50% de carga	94.1	95.8	94.0	95.7	86.6	88.1	94.6	96.1		
	75% de carga	93.6	95.5	93.7	95.5	86.1	87.8	94.0	95.6		
	100% de carga	92.9	94.9	93.0	95.1	85.5	87.3	93.1	94.9		
	125% de carga	91.9	94.2	92.2	94.6	84.6	86.7	92.1	94.1		

Conforme normas: IEC 60034 - NBR 5117 - NEMA MG1 - VDE530 - ISO8528 - CSA.

Los valores informados son típicos y sujetos a cambios sin previo aviso.

Valores de reactancias saturadas.

REV. JUN/13

Ilustración 20 - Hoja de datos de alternadores

2.4. TRANSFORMADOR

Un transformador es un dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal (esto es, sin pérdidas), es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño y tamaño, entre otros factores.

El transformador que se utilizará en la central es del tipo elevador, este es un elemento eléctrico que se le proporciona un voltaje o tensión en la entrada o "primario" y nos proporciona una tensión o voltaje más elevado a la salida o "secundario", dependiendo del tamaño y potencia es su costo, porque según para lo que se utilice, los hay de gran potencia y los de pequeña potencia.



Ilustración 21 - Transformador Trifásico

2.4.1. Selección del transformador

El generador trabaja con baja tensión (BT) a la salida de estos se acopla un transformador elevador, que eleva de 400 V (a la salida del generador) a 13200 V que es la tensión de la red de distribución. En el siguiente diagrama unifilar se muestra como estarán distribuidos los diferentes equipos y vemos que el transformador es el último equipo de la central.

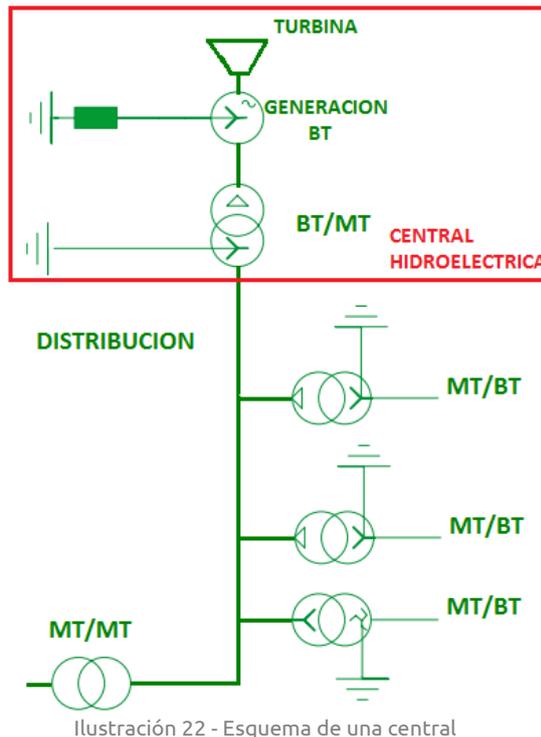


Ilustración 22 - Esquema de una central

Para la selección del transformador elevador vamos a tener en cuenta la máxima potencia a generar. La misma es de 157 kW. Esta potencia, con un factor de potencia de 0,8 del generador, es igual a 196,25 KVA.

Con este valor se busca un transformador en el mercado con potencia igual o superior.

La siguiente tabla muestra las características de los transformadores que se pueden encontrar en el mercado con más facilidad:

Potencia Nominal (kVA)		Rated Power (kVA)																
		25	63	100	160	200	250	315	500	630	800	1000	1250	1600	2000	2500		
Tensión Primaria (kV)		Primary Rated Voltage (kV)																
Regulación Primaria de Tensión (%)		Tap Range (%)																
Tensión Secundaria de Vacío (kV)		Secondary Rated Voltage (kV)																
Sobretemperaturas respecto t/amb=40°C		Aceite máx. (°C)																
Maximum temperature rise over room temp = 40°C		Arrollam. media (°C)																
Grupo de conexión		Vector Group																
Impedancia de Cortocircuito a 75°C y In (%)		Rated Shortcircuit Impedance at 75°C & In (%)																
Nivel de Ruido (dB)		Noise Level (dB)																
Tensión Primaria Primary Rated Voltage 33kV	Nivel de Aislación Insulation level 13,2kV	Frec. Industrial: 38kV Industrial Freq.: 38kV	Vació, 50Hz y Un (W) No load at 50 Hz & Un (W)	160	270	350	500	600	700	850	1200	1450	1750	2100	2300	2700	3000	3300
				Onda Impulso: 95kV Impulse Wave: 95kV	Corto, a 75°C y In (W) Load at 75°C & In (W)	800	1350	1750	2500	3000	3500	4250	6000	7250	8750	10500	13800	17000
		Frec. Industrial: 70kV Industrial Freq.: 70kV	Vació, 50Hz y Un (W) No load at 50 Hz & Un (W)			190	320	420	600	700	850	950	1250	1500	1800	2200	2500	2900
				Onda Impulso: 170kV Impulse Wave: 170kV	Corto, a 75°C y In (W) Load at 75°C & In (W)	650	1500	1900	2800	3250	4000	4800	6400	7600	9800	11700	14200	17800

Ilustración 23 - Características de los transformadores de Tubos Transelectric

Como podemos observar el transformador que más se acerca a nuestros requerimientos es el de 200 KVA, el transformador seleccionado es:



Potencia	Tensión (v)	Conexión	Características	Frec
200 kva	400 / 13.200 ± 2,5 y 4 %	Yd11	refrigerado y aislado en aceite mineral libre de PCB 's, bobinado en cobre electrolítico	50 hz

Ilustración 24 - Características del transformador seleccionado

2.5. CONDUCTORES

Los conductores eléctricos que se utilizaran se ajustan a las normas Nacionales e Internacionales; por tal motivo en esta sección se hará referencia, a las normas IRAM y a los documentos de la IEC.

Los cables estándar del tipo subterráneo se ajustarán a las tensiones eficaces U_0 / U (Um) normalizadas en la República Argentina, las que se transcriben en la tabla siguiente:

Tabla 3 - Cables subterráneos normalizados para la República Argentina

U_0 / U KV eficaces	U_m KV eficaces
0,6 / 1,1	1,2
2,3 / 3,3	3,6
3,8 / 6,6	7,2
5,2 / 6,6	7,2
7,6 / 13,2	14,5
10,5 / 13,2	14,5
19 / 33	36

Las instalaciones subterráneas, se emplean principalmente en industrias, centrales eléctricas y subestaciones de transformación y, en general, en todos aquellos casos en que la adaptabilidad de este tipo de cables a las más diversas condiciones de instalación y su versatilidad característica puedan representar una ventaja.

2.5.1. Conductor generador – transformador

Vamos a determinar la sección y tipo de conductor que une el generador con el transformador, de acuerdo con la corriente de cortocircuito y con la corriente de servicio de ambos equipos, se determinara la más crítica y se trabajara en base a esta. Los conductores que unen la salida de un circuito de distribución con el receptor es uno de los elementos que deben ser protegidos en caso de cortocircuito.

Para seleccionarlo primero se debe conocer la Corriente nominal que circulará por el conductor:

Intensidad nominal del generador:

$$P_{aparente} = \sqrt{3} x V_n x I_n x \cos\phi$$

$$I_n = \frac{157 \text{ kVA}}{\sqrt{3} x 400 \text{ v} x 0,8}$$

$$I_n = 0,28326 \text{ KA} = 283,26 \text{ A}$$

El conductor seleccionado es del tipo subterráneo, tripolar de cobre para instalaciones eléctricas de baja tensión.

Para la determinación de la sección del conductor nos basaremos en los siguientes criterios:

Verificación de la tensión nominal

- Los conductores subterráneos tripolares de cobre para instalaciones eléctricas de baja tensión que va de los generadores al transformador, son diseñados para tensiones de servicio de 1,1 KV y con una tensión máxima de red de 1,2 KV.

$$U_{\text{nominal}} \geq U_{\text{servicio}}$$

$$1,1KV \geq 400v \text{ (generados)}$$

Calculo térmico:

- Según norma IRAM 2220 se determinan las intensidades máximas admisibles en servicio permanente.

El cable de conexión del generador al transformador, según catalogo *CyA Conductores Eléctricos*, para un cable de 3 x 120 mm² de cobre, en una bandeja de fondo solido de 25°C nos da una corriente admisible de 293 A, para abaratar costos en conductor se decidió instalar dos conductores de 3 x 50 mm² ya que cada uno tiene una intensidad admisible de 163 A; ambos conectados en paralelo nos permiten conducir una intensidad admisible de 326 A, lo cual es suficiente para conducir los 283,26 A nominales generados.

Verificación de la caída de tensión

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \times l \times P (r_c \times \cos \Phi + x_c \cdot \text{tg} \Phi)}{\sqrt{3} \times V I^2} \times 100 = \frac{l \times P \times (r_c \times \cos \Phi + x_c \cdot \text{sen} \Phi)}{V I^2} =$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I \times l \times (r \times \cos \Phi + x \cdot \text{sen} \Phi)$$

Conductores Generador-Transformador XLPE de cobre 2 x 3 x 50 mm²

$$\Delta U \% = \frac{0,015Km \times 157000w \times (0,387 \times 0,8 + 0,0726 \times 0,6)}{(400v)^2} \times 100 = 0,520\%$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 283,26 A \times 0,015Km \times (0,387 \times 0,8 + 0,0726 \times 0,6) = 2,599 V$$

Verificación al cortocircuito:

- Existe una sección mínima "S" que será función del valor de la potencia de cortocircuito en el punto de alimentación, el tipo de conductor evaluado y su protección automática asociada.

En esta verificación se deberá cumplir con:

$$S \geq \frac{I_{cc} \times \sqrt{t}}{k}$$

Esta fórmula es válida para: $100 \text{ ms} \leq t \leq 5 \text{ seg}$

K= constante propia del conductor, que contempla las temperaturas máximas de servicio y la alcanzada al finalizar el cortocircuito, previstas por las normas.

K=76 Conductores de aluminio aislados en PVC
 K=92 Conductores de aluminio aislados en XLPE
 K=143 Conductores de cobre aislados en XLPE
 K=115 Conductores de cobre aislados en PVC
 S= sección del conductor [mm²]
 I_{cc}= corriente de cortocircuito (A)
 T= duración del cortocircuito (seg)

Intensidad de cortocircuito del generador:

$$I_{cc} = \frac{I_n \times 100}{X_{d'}}$$

$$I_{cc} = \frac{283,26 \text{ A} \times 100}{12,44}$$

$$I_{cc} = 2277 \text{ A}$$

Generador-transformador: CyA de cobre de 2 x 3 x 50 mm²: (aislación de XLPE; k=143)

$$S \geq \frac{I_{cc} \times \sqrt{t}}{k} \geq \frac{2277 \times \sqrt{5}}{143} \geq 35,60 \text{ mm}^2$$

Se verifica que la sección adoptada de 50 mm² es superior a los 35,6 mm² necesarios para soportar un cortocircuito durante 5 seg.

Cables de Potencia para BT en XLPE**Características técnicas****Características eléctricas - Intensidad admisible en ampere para cables con conductores de cobre**

Sección nominal mm ²	Método B1 y B2 Caño embutido en pared Caño a la vista		Método C Bandeja no perforada o de fondo sólido		Método E Bandeja perforada Bandeja tipo escalera	
	Un cable bipolar	Un cable tripolar o tetrapolar	Un cable bipolar o dos cables unipolares	Un cable tripolar o tetrapolar o tres cables unipolares	Un cable bipolar	Un cable tripolar o tetrapolar
1,5	20	18	22	20	24	21
2,5	27	24	30	27	33	29
4	36	32	41	36	45	38
6	46	40	53	47	57	49
10	63	55	73	65	78	68
16	83	73	97	87	105	91
25	108	96	126	108	136	116
35	133	116	156	134	168	144
50	-	140	190	163	205	175
70	-	176	245	208	263	224
95	-	212	298	253	320	271
120	-	244	348	293	373	315
150	-	-	401	338	430	363
185	-	-	460	386	493	415
240	-	-	545	455	583	490
300	-	-	631	524	674	565

Notas:

- Intensidades de corriente según el Reglamento de Instalaciones en Inmuebles de la AEA, correspondientes a cables a una temperatura ambiente de 40° C.
- Para otras condiciones de instalación emplear los coeficientes de corrección indicados en el Reglamento de Instalaciones en Inmuebles de la AEA.

Ilustración 25 - Características de los conductores de BT (CyA Conductores Eléctricos)

2.5.2. Conductor transformador – barra de 13,2 kV

Los conductores del transformador y la barra de 13,2 kV, será del tipo subterráneo para media tensión los mismos se determinaran de acuerdo a la tensión de servicio a la corriente admisible y a la corriente de cortocircuito

El conductor seleccionado será del tipo RETENAX CU 13,2 KV categoría II, de media tensión, tripolar de cobre, con aislación de XLPE.

Verificación de la tensión nominal

Los conductores subterráneos tripolares de cobre para instalaciones electricas de media tensión que van del transformador a la línea de media tensión, son diseñados para tensión nominal de la red de 13,2 KV, con tensión máxima de red de 14,5 KV.

$$U_{nominal} \geq U_{servicio}$$

$$13,2 \text{ KV} \geq 13,2 \text{ KV}$$

Calculo térmico:

Para cables subterráneos, del transformador a la línea de distribución, enterrados en terreno normal seco a temperatura a 25°C y profundidad de 70 cm, según la tabla para el Retenax CU MT tripolar de 3 x 50 mm² con una corriente admisible de 200 Amp.

Verificación de la caída de tensión

$$\Delta U \% = \frac{0.02Km \times 157020 w \times (0.226 \times 0,8 + 0.116 \times 0.6)}{(13200 v)^2} \times 100 = 0.00045 \%$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 10,95 A \times 0.02 Km \times (0.226 \times 0.8 + 0.116 \times 0.6) = 0,0949 v$$

Cable Retenax CU 13,2 kV							
Datos Eléctricos							
Sección nominal	Corriente admisible para cables en aire (unipolares)	Corriente admisible para cables en aire (tripolares)	Corriente admisible para cables enterrados (unipolares)	Corriente admisible para cables enterrados (tripolares)	Resistencia a 90°C y 50 Hz	Reactancia a 50 Hz (unipolares)	Reactancia a 50 Hz (tripolares)
mm ²	A	A	A	A	ohm/km	ohm/km	ohm/km
25	175	135	165	145	0,926	0,245	0,132
35	205	155	195	170	0,668	0,235	0,122
50	245	190	230	200	0,493	0,226	0,116
70	305	230	280	240	0,341	0,216	0,110
95	370	280	335	290	0,246	0,206	0,101
120	425	320	380	330	0,195	0,200	0,104
150	475	360	420	365	0,158	0,195	0,0976
185	545	415	470	410	0,126	0,189	0,0946
240	640	485	540	475	0,0961	0,182	0,0911
300	730	550	610	535	0,0766	0,176	0,0883
400	835	640	685	615	0,0599	0,171	0,0853
500	940	-	755	-	0,0466	0,165	-

Ilustración 26 - Características Cable para 13,2 kV

Verificación al cortocircuito:

Potencia de cortocircuito:

$$N_{cc} = \frac{S_n}{\mu pu} = \frac{160 KVA}{0.04} = 4000 KVA = 4 MVA$$

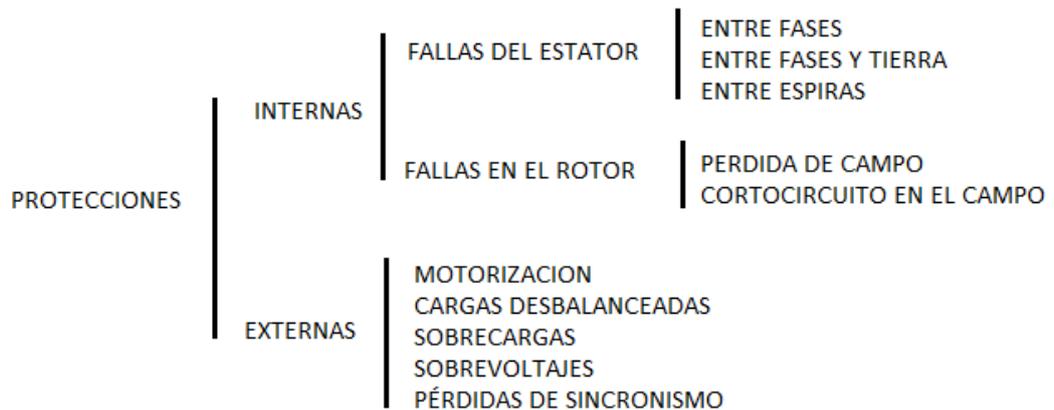
Corriente de cortocircuito secundario del transformador:

$$I_{cc} 2^\circ = \frac{N_{cc}}{\sqrt{3} \times U_{nominal} 2^\circ} = \frac{4000 KVA}{\sqrt{3} \times 13.2 KV} = 174,9 Amp$$

Con un conductor de 3x35 mm² tenemos una intensidad admisible de 170 A, por lo cual tendremos que aumentar a una sección de 3 x 50 mm² con una intensidad admisible de 200 A.

2.6. PROTECCIONES DEL GENERADOR

El generador es el elemento más costoso del sistema considerado tanto el costo de adquisición, cómo el costo que acarrea cualquier salida de trabajo, por ello, en general, se tiene que proteger más ampliamente que cualquier otro aparato. Las condiciones anormales que los afectan se indican en el siguiente diagrama:



2.6.1. Protección contra fallas internas

Estator

1. Falla entre fases

Se presenta debido al daño del aislamiento entre dos fases, conlleva corrientes muy grandes que pueden producir graves daños al bobinado, y de persistir, es muy probable que la falla llegue a incluir tierra, causando así un daño más significativo. La forma más funcional de detectar fallas entre fases en el bobinado se hace por medio de un relé diferencial. La sensibilidad de este método dependerá, principalmente, del grado al cual se ajusten los CTs y los relés. El relé diferencial (Longitudinal) no puede proteger contra fallas entre espiras. Al detectar una falla entre fases, es imperativo que la unidad se dispare sin retardo, usando un disparo simultáneo (Turbina, interruptor de campo, interruptor de potencia).

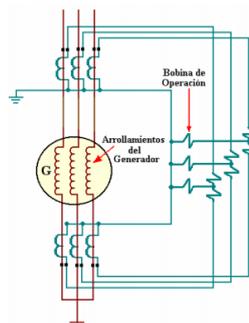


Ilustración 27 - Protección diferencial longitudinal

2. Falla fase-tierra

El neutro del estator del generador normalmente se conecta a través de un transformador en cuyo secundario se coloca una resistencia (Al colocarla a través de un transformador se puede usar más pequeña). En algunos casos se usa un reactor en disposiciones resonantes para tierra. Si el devanado de una fase o cualquier equipo conectado a él falla a tierra, el voltaje del neutro, normalmente bajo podría aumentar línea-neutro dependiendo de la localización de la falla.

El método usual de detección es por un relé de voltaje a lo largo de una resistencia a tierra. Un relé de corriente se usa algunas veces en lugar de un relé de voltaje, o como respaldo. El relé debería tener un nivel de detección a la frecuencia de línea tan baja como sea posible para reducir la zona desprotegida en el extremo neutro de los devanados. La protección diferencial de tierra se usa en máquinas de mayor importancia. Para limitar la corriente de tierra se acostumbra conectar una impedancia al neutro que debe limitar la corriente a menos de 25 amperios. El criterio usual basado en la capacitancia del circuito normalmente resultará en menos de 10 A. El relé de falla a tierra del estator debe conectarse para disparar la unidad en unos segundos, buscando coordinarlo con los otros relés.

Cuando el transformador del generador tiene un devanado sin aterrizar o sin neutro (Trifilar), no tiene que coordinarse con otro relé, razón por la cual el disparo puede ser instantáneo

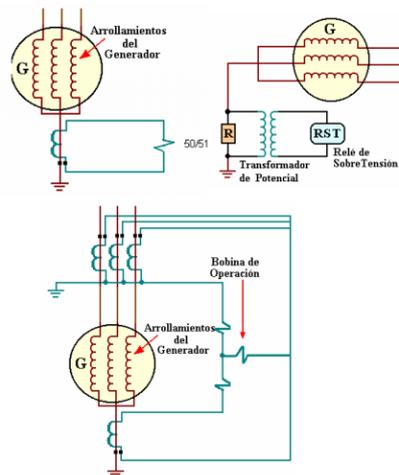


Ilustración 28 - Conexión de un Relé de sobre tensión

3. Falla entre espiras

Puede ser bastante destructiva, ya que tiene alguna relación con el material ferromagnético puede dañar gradualmente el aislamiento y las laminaciones. La corriente de falla puede ser muy grande, aun sin notarse en el resto del devanado, esto se puede analizar considerándose como un transformador de alta relación de transformación como se muestra en la figura siguiente:

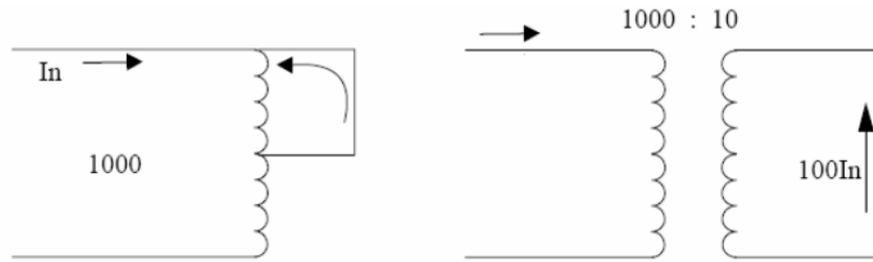


Ilustración 29 - Esquema equivalente para falla entre espiras

Este tipo de fallas no se detecta con la protección diferencial longitudinal, puesto que la corriente de entrada es igual a la de salida, por ello su protección debe ser especial. Si se tienen dos devanados por fase se puede considerar el esquema mostrado a continuación en la figura en la cual como se ve, se comparan las corrientes de los devanados, que en condiciones normales deberían ser iguales.

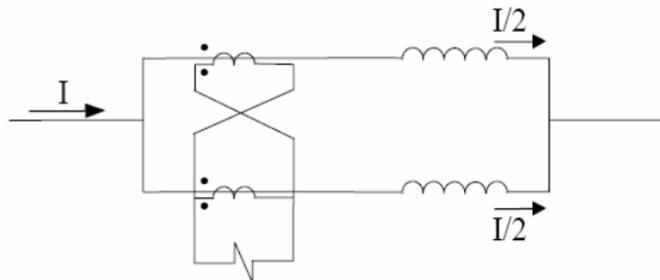


Ilustración 30 - Protección diferencial transversal contra co-cl entre espiras, cuando existen 2 devanados por fase

Si existe solo un devanado por fase, se puede emplear un transformador de potencial con el terciario conectado como filtro de secuencia cero como se ve en la figura siguiente:

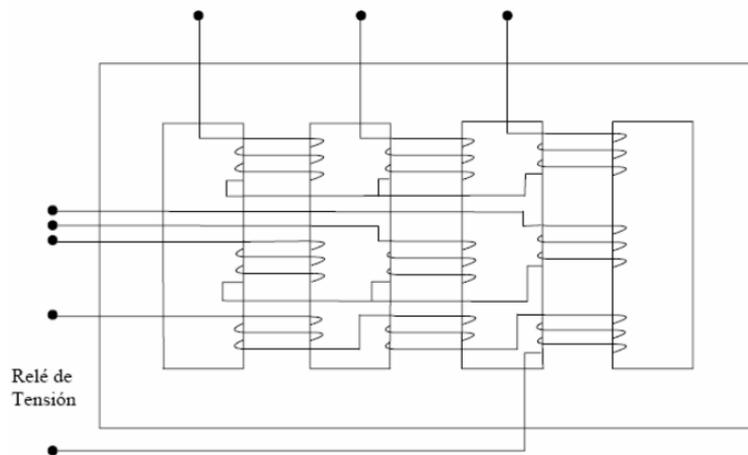


Ilustración 31 - Protección diferencial transversal contra co-cl entre espiras si se tiene un devanado por fase

Rotor

1. Falla a tierra en el devanado del rotor.

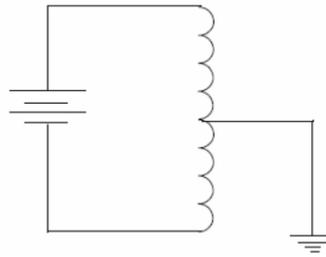


Ilustración 32 - Falla a tierra en el devanado del rotor

El devanado de campo del generador está eléctricamente aislado de tierra. Por lo tanto, la existencia de una falla a tierra en el devanado no dañará el rotor. Sin embargo la presencia de dos o más puntos a tierra en el devanado causará desbalances magnéticos y efectos térmicos que pueden dañar el devanado, el material magnético y otras partes metálicas del rotor.

En la figura que se muestra a continuación, muestra un método moderno de detección. El campo está polarizado por el voltaje c.c., el cual hace circular una corriente por el relé R cuando ocurre una falla a tierra en cualquier lugar del campo.

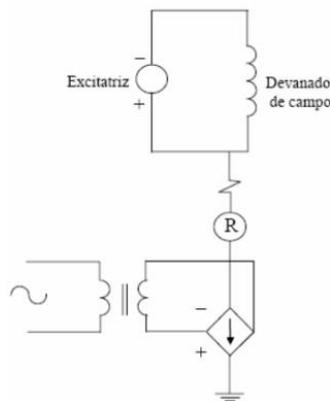


Ilustración 33 - Protección contra falla a tierra del devanado del rotor

2. Pérdida de excitación

Cuando se presenta una pérdida de excitación la máquina comienza a absorber reactivos del sistema y se inducen corrientes de baja frecuencia (deslizamiento) en el rotor, las cuales causan sobrecalentamiento en el rotor. La pérdida de excitación puede detectarse, por medio de un relé de subcorriente en el circuito de campo. Además en caso de falla en la excitatriz, el relé puede no detectarla si aparece una corriente alterna inducida por el estator, como algunos generadores grandes operan dentro de un amplio rango de excitación, el relé podría presentar problemas de operación. No se puede usar un relé de subcorriente muy rápido debido a que se podría ver afectado por corrientes alternas inducidas durante la sincronización o durante fallas externas, por ello se acostumbra a temporizar de uno a cinco segundos. Debido a esto los

fabricantes sugieren usar un relé tipo mho desplazado en los terminales del generador para proteger contra pérdida de campo. En algunos generadores modernos se pueden tener reactancias de estado permanente del orden de hasta 2 p.u. por ello muchas empresas electrificadoras cuestionan este procedimiento ya que en caso de variaciones de carga podría situarse la impedancia dentro de la característica del relé. La recomendación en este caso es usar dos zonas desplazadas $X_d'/2$; una rápida, con un diámetro de valor 1 p.u., la otra más lenta con un diámetro de valor X_d .

Protección contra fallas externas

1. Motorización

La motorización de un generador ocurre cuando el flujo de agua de la turbina se reduce tanto que desarrolla menos potencia que las pérdidas en vacío, mientras el generador está conectado aún al sistema. Suponiendo que la excitación es suficiente, el generador operará como un motor sincrónico moviendo la turbina.

El generador no se dañará con la motorización, pero la turbina (los álabes) puede dañarse por cavitación. Un tipo especial de motorización ocurre cuando el generador es accidentalmente energizado con baja velocidad. La motorización seguida por pérdida de flujo de vapor puede detectarse con un relé direccional de potencia. Para evitar falsos disparos debidos a oscilaciones de potencia se requiere un retraso de tiempo de 10 a 30 segundos. Se recomienda que el relé de potencia inversa se use para producir un disparo tipo A. Alternativamente, un disparo tipo B o C se podría usar.

2. Cargas desbalanceadas

Cuando el generador alimenta una carga desbalanceada, las corrientes de fase y voltajes terminales varían de la relación ideal balanceada, y aparecen, por tanto una corriente de armadura de secuencia negativa (I_2) en el generador. La corriente de secuencia negativa en el devanado de armadura crea una onda de flujo magnético en el entrehierro, la cual gira en oposición al rotor, a la velocidad sincrónica. Este flujo induce corrientes en el hierro del rotor, ranuras, anillos de retención y devanados amortiguadores al doble de la frecuencia de línea. El calentamiento se presenta en estas áreas y las temperaturas resultantes dependen del nivel y duración de las corrientes desbalanceadas. Es posible alcanzar temperaturas a las cuales los materiales del rotor no soportan por mucho tiempo las fuerzas centrífugas impuestas en ellos, resultando en serios daños al conjunto turbina-generador.

El esquema de protección se debe diseñar para permitir corrientes de secuencia negativa hasta el límite continuo sin que se produzca una señal de disparo. Para proteger el generador contra desbalances se usa un relé de secuencia negativa, en concordancia con los valores permisibles dados antes

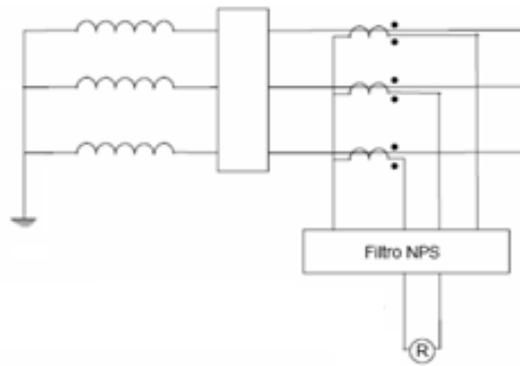


Ilustración 34 - Protección contra carga desbalanceada utilizando un filtro de secuencia negativa

3. Sobrecarga

La sobrecarga balanceada continua causa sobrecalentamiento en los bobinados del estator. Una solución obvia a esto es la aplicación de relés de sobrecorriente. Esto se hace normalmente ya que debe ajustarse para discriminar con los relés del sistema, lo cual puede hacerlo bastante demorado; podría detectar una falla del sistema de enfriamiento del generador. El método más efectivo para detectar tal condición es por medio de detectores de temperatura colocados en varios puntos de los devanados del estator.

4. Sobrevelocidad

Las unidades térmicas, a diferencia de las hidráulicas, responden rápidamente al aumento inicial de velocidad en caso de pérdida súbita de la carga por ello se les debe colocar protección de velocidad; esto es un relé direccional de potencia o de baja potencia para prevenir que el interruptor principal del generador se dispare bajo condiciones de no emergencia hasta que la salida del conjunto haya caído a un valor lo suficientemente bajo para prevenir sobrevelocidad al perder la carga.

La protección es suplementaria al dispositivo mecánico de sobrevelocidad el cual es, usualmente, en forma de anillos operados centrífugamente en el eje del motor; estos abren y cierran las válvulas de parada si la velocidad del conjunto aumenta más de 10%.

2.6.2. Dispositivos de protección seleccionado

Para la protección del generador se elige los Relés de protección SEPAM serie 80, Con SEPAM, se obtiene acceso intuitivo a toda la información del sistema, y se administra su instalación eléctrica de manera efectiva. Si ocurre un inconveniente, información clara y completa le permite tomar las decisiones correctas y en forma inmediata, y el suministro de electricidad se restablece sin demora.

Los relés de protección SEPAM mantienen una alta disponibilidad de energía gracias a su función de diagnóstico, que monitorea continuamente el estado de la red. Las capacidades de

análisis y la alta confiabilidad aseguran que el equipo se desenergice sólo cuando es absolutamente necesario. Los riesgos se minimizan y se reduce el tiempo programando en operaciones de mantenimiento.

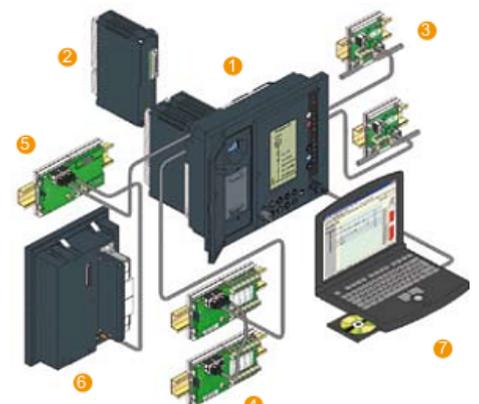
SEPAM serie 80 es el primer relé de protección digital para motores y generadores, que entrega la fiabilidad y funcionalidad en el evento de una falla, cumpliendo los requerimientos del estándar IEC 61850. La calidad en la fabricación del relé SEPAM serie 80 es de un nivel muy alto, inclusive las unidades fabricadas se pueden utilizar en los ambientes más severos, incluyendo plataformas petroleras en el mar y plantas químicas (IEC 60062-2-60).

Este relé tiene un módulo synchro-check, que permite conectar en paralelo dos redes. Para ello mide los voltajes (amplitudes, frecuencias y fase) aguas arriba y aguas abajo del interruptor, para asegurar una conexión segura. También desconecta este paralelo en caso de alguna falla en cualquiera de los dos lados del interruptor.

MARCA: MERLIN GERLIN

MODELO: SEPAM SERIE 80

Serie 80		
Aplicaciones		
Subestaciones		
Transformadores		
Motores		
Generadores		
Bus de barras		
Capacitores		
	+ Protección direccional y diferencial	
Funciones de protección	12, 14, 21B, 24, 25, 26/63, 27/27S, 27D, 27R, 30, 32P, 32Q/40, 37, 37P, 38/49T, 40, 46, 47, 48, 49RMS, 50/27, 50/51, 50BF, 50G/51G, 50N/51N, 50V/51V, 51C, 51LR, 59, 59N, 60/60FL, 64G, 64REF, 66, 67, 67N/67NC, 68, 74, 78PS, 79, 81H, 81L, 81R, 86, 87M, 87T, 94/69	
Características		
Entradas/Salidas lógicas	Entradas	0 a 42
	Salidas	5 a 23
Sensores de temperatura		0 a 16
Medición	Corriente	2x 3I + 2x I _o
	Voltaje	2x 3V + V _o
	LPCT ⁽¹⁾	SI
Puertos de comunicación		2 a 4
Control	Matriz ⁽²⁾	SI
	Editor de ecuación lógica	SI
	Logipam ⁽³⁾	SI
Otros	Cartucho de memoria con configuración	SI
	Batería de respaldo	SI



(3) Lenguaje de escalera a través del software Logipam (ambiente de programación PC) para hacer uso completo de las funciones del Sepam serie 80.

Ilustración 35 - Características del Relé SEPAM Serie 80

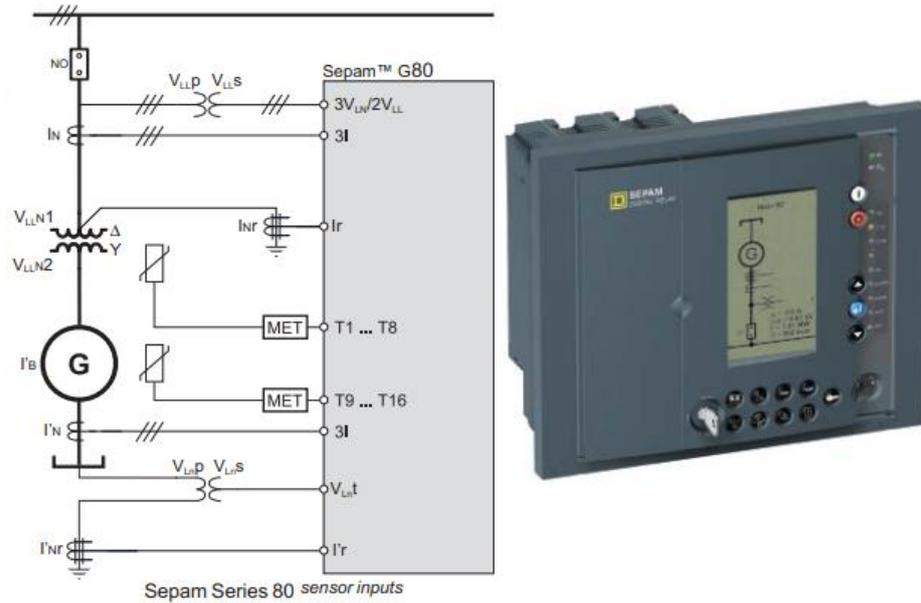


Ilustración 36 - Conexiones del Relé SEPAM Serie 80

El sistema de relés de protección SEPAM estará comandando un interruptor de carga que es el que me permitirá realizar la apertura y cierre de la generación, de acuerdo a la intensidad de servicio, a la tensión nominal y a la intensidad de corte se procede a hacer la elección del interruptor bajo carga:

Interruptores automáticos Masterpact NT06 a NT16

Funciones y características



Características comunes

Número de polos		3/4
Tensión asignada de aislamiento (V)	Ui	1000/1250
Tensión de choque (kV)	Uimp	12
Tensión asignada de empleo (V CA 50/60 Hz)	Ue	690/1000 V
Aptitud al seccionamiento	UNE-EN 60947-2	
Grado de polución	UNE-EN 60664-1	3

Características de los interruptores automáticos según UNE-EN 60947-2

		NT06			
Intensidad asignada (A)	In	a 40 °C			
Calibre del 4.º polo (A)		630			
Calibre de los captadores		400 a 630			
Tipo de interruptor automático		H1	H2	L1	
Poder de corte último (kA eff)	Icu	220/415 V	42	50	150
V CA 50/60 Hz		440 V	42	50	130
		525 V	42	42	100
		690 V	42	42	25
Poder de corte en servicio (kA eff)	Ics	% Icu			
Intensidad asignada de corta duración admisible (kA eff)	Icw	1 s	42	36	10
V CA 50/60 Hz		3 s	24	20	–
Protección instantánea integrada (kA cresta ±10%)			–	90	10 x I _n
Poder de cierre (kA cresta)	Icm	220/415 V	88	105	330
V CA 50/60 Hz		440 V	88	105	286
		525 V	88	88	220
		690 V	88	88	52
Tiempo de corte (ms)			25	25	9
Tiempo de cierre (ms)			< 50		

Características de los interruptores automáticos según NEMA AB1

Poder de corte (kA)	240 V	42	50	150
V CA 50/60 Hz	480 V	42	50	100
	600 V	42	42	25

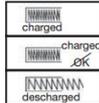
Instalación, conexionado y mantenimiento

Endurancia	Mecánica	Con mantenimiento		25	25	25
Ciclos A/C x 1000		Sin mantenimiento		12,5	12,5	12,5
	Eléctrica	Sin mantenimiento	440 V	6	6	3
			690 V	3	3	2
			690 V	3	3	2
Conexionado		Control de motores (AC3-947-4)				
		Seccionable	PAV	•	•	•
			PAR	•	•	•
		Fijo	PAV	•	•	•
			PAR	•	•	•
Dimensiones (mm)		Seccionable	3P	322 x 288 x 280		
H x L x P			4P	322 x 358 x 280		
		Fijo	3P	301 x 274 x 211		
			4P	301 x 344 x 211		
Peso (kg)		Seccionable	3P/4P	30/39		

El interruptor automático elegido es el Masterpact NT 06. Los interruptores automáticos Masterpact se utilizan para la protección y mando de redes de BT. Se instalan en los cuadros principales de baja tensión (cuadros de cabecera y salidas principales). La gran innovación del Masterpact NT nos ofrecer las prestaciones de un interruptor automático de potencia para un volumen extremadamente reducido, satisface las necesidades de todos los tipos de redes de Distribución Eléctrica en Baja Tensión.

- 1 Pulsador de apertura (O)
- 2 Pulsador de cierre (I)
- 3 Enclavamiento por cerradura en posición "enchufado" o "desenchufado" o "test"
- 4 Enclavamiento de puerta
- 5 Empuñadura de rearme del mando
- 6 Contador de maniobras
- 7 Señalización mecánica de disparo por defecto, rearme del interruptor
- 8 Alojamiento de la manivela
- 9 Testigo de posición funcional
- 10 Placa frontal de chasis accesible con la puerta del cuadro cerrada
- 11 Enclavamiento por candado en posición "enchufado" o "desenchufado" o "test"
- 12 Testigo de armado del mando:

- Muelles cargados
- Muelles cargados no preparado para cerrar
- Muelles descargados



- 13 Testigo de posición de los contactos principales:

- Abierto
- Cerrado



Ilustración 37 - Interruptor Automático Masterpact NT

Estas protecciones son alimentadas con un banco de baterías que proveen la alimentación de 24 VDC necesarios para su correcto funcionamiento, independientemente de la tensión de la red.

Este banco de baterías consiste en 2 baterías de 12 VDC conectadas en serie, del tipo Plomo-Ácido, con una capacidad de almacenamiento de 50 Ah y selladas, es decir, libres de mantenimiento. Éstas deben ser almacenadas en un lugar seco, no debe estar en contacto directo con el sol, nunca sobre el suelo, y a temperaturas no muy elevadas.



Ilustración 38 - Ejemplo de un banco de Baterías

2.7. PROTECCIONES DEL TRANSFORMADOR

La protección para los transformadores de potencia, depende del tamaño, la tensión y la importancia que pueda tener en el sistema. En la práctica general, adicionalmente a la protección eléctrica contra sobrecalentamiento o sobrecarga, puede haber accesorios térmicos o mecánicos para accionar una alarma, un banco de ventiladores, y en última instancia desconectar los transformadores.

La protección de los transformadores se hace típicamente con fusibles, para potencia hasta de 2,5 MVA, entre 2,5 y 5 MVA con fusibles o relés de sobrecorriente; de 5 a 10 MVA, se protegen con relés de sobrecorriente y/o protección diferencial simple, y para mayores de 10 MVA se usa necesariamente protección diferencial.

2.7.1. Selección de fusibles

Los fusibles se emplean normalmente para transformadores hasta de 5 MVA. Realizan la protección contra cortocircuitos, no siendo adecuados para realizar la protección contra sobrecargas, excepto tipo especiales llamados "Full Range" cuyas curvas de fusión si permiten realizar esta función. Su funcionamiento está basado en la fusión de un elemento conductor debido al calor producido por efecto Joule, proporcional cuadráticamente a la intensidad que lo recorre.

Al realizarse la fusión se libera un elemento percutor asociado al elemento fusible y retenido hasta ese momento por un muelle, de modo que puede, por medio de un sistema de timonería adecuado, producir la apertura del interruptor, maniobra que se realiza ya sin carga

La selección de un fusible depende de la tensión e intensidad nominal de la instalación a proteger, siendo la intensidad nominal del fusible muy superior a la nominal de la instalación, ya que debe soportar sin fundir las crestas de corriente producidas por la puesta en marcha del correspondiente transformado.

La potencia del transformador es de 200 KVA, con una tensión del lado de baja de 400 V y de 13200 V del lado de media tensión, con una intensidad nominal de 10,95 A con un factor de potencia de 0,8.

Corriente de cortocircuito transformador lado media tensión: 171,7 A
Conductor de Cu: 3 x 50 mm²
Intensidad admisible del conductor: 200 A
Frecuencia: 50 Hz

Fusibles

- Entrando a la tabla siguiente con una tensión de 15 KV y una potencia del transformador de 200 KVA, para seleccionar la protección del lado de media tensión, la intensidad nominal del fusible será de 16 A.

Tabla 4 - Tabla de selección de Fusibles para transformadores

TENSION SERVICIO	POTENCIA DEL TRANSFORMADOR EN KVA											
	25	50	75	100	160	200	250	400	500	630	800	1000
6 KV	6.3	10	20	25	31.5	40	63	100				
12 KV	4	6.3	10	12.5	16	20	31.5	50	63	80	100	
15 KV	4	5	6.3	10	12.5	16	25	40	50	63	80	100
20 KV	2.5	4	5	8	10	12.5	20	31.5	40	50	63	80

- Para cada fusible existe una familia de curvas de funcionamiento, realizándose la selección en función de la intensidad nominal y tensión de servicio de la instalación a proteger. En primer paso determinamos el tiempo de 0,1 segundo en la gráfica, luego a con 12 veces la corriente nominal del transformador, entramos a la gráfica con 0,1 seg y con 131,4 A el punto de corte es para la curva de 12, 5 A aplicamos el calibre inmediato superior a la derecha (16 A), la corriente nominal del fusible es de 350 A se debe cumplir:

$$0,8 \times 350 \text{ A} > 131,4 \text{ A}$$

Se cumple: $280 \text{ A} > 131,4 \text{ A}$

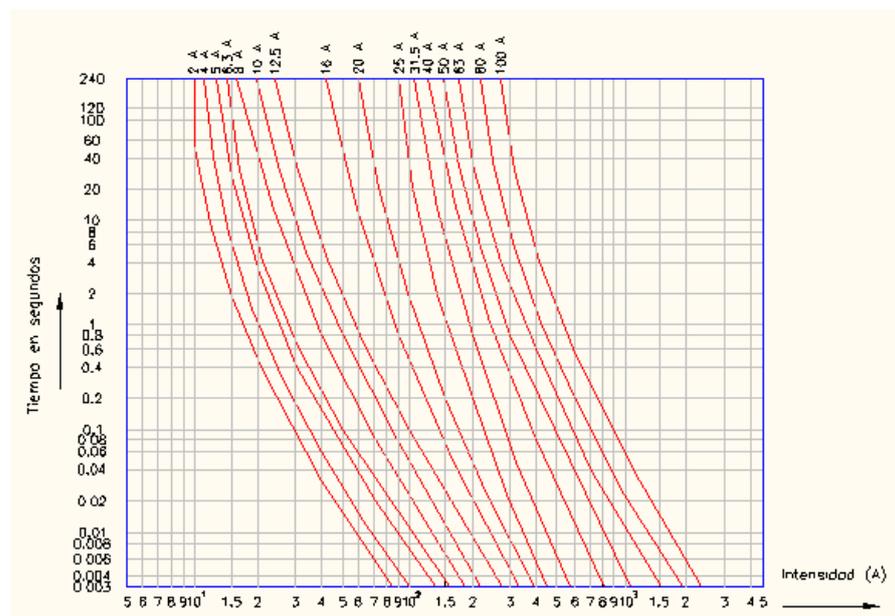


Ilustración 39 - Ábaco de selección de fusibles

También se debe cumplir que la corriente del lado de alta tensión del transformador cuando este se encuentra en corto circuito trifásico del lado de baja tensión debe ser superior a la corriente de mínima de corte.

$$\frac{I_{tr} \times 100}{U_{cc}} > I_{corte}$$

$$\frac{10,95 \times 100}{4} > 4 \times 16$$

Se cumple: $273 > 64$

Por ultimo para evitar el envejecimiento del fusible, el tipo seleccionado debe ser igual o al menos 1,3 veces la corriente del transformador si no se requiere prever sobrecarga y a 1,3 veces la corriente de sobrecarga en caso contrario:

$$16 A > I_{sobrecarga}$$

Se cumple $16A > 12,51 A$

Por lo tanto el fusible que vamos a poner en el lado de media tensión del transformador y la línea de distribución el de 16 A.

Marca: CAVANNA

Modelo: BS15-100-16



Características opcionales: como solicitarlo

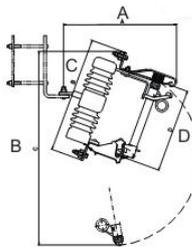
COMO SOLICITARLO (Incluir referencia a medida que se requiere el aparato o variante)

modelo BS ○○○○100 ○○○

OPCIONAL	C cámara apogéptica
OPCIONAL	A aisladores antirayos
UNIDADES	15 para 15kV 27 para 27kV 27/33 para 27/33kV 33 para 33kV
UNIDADES	5 para 5kA (13kV) 10 para 10kA (15kV) 12 para 12kA (27kV) 16 para 16kA (15kV)
OPCIONAL	R todo tubo resquele

MODELO	TENSION NOMINAL KV	CAPACIDAD DE INTERRUPCION KA ASIM.	NIVEL DE AISLACION KV/BIL	DISTANCIA DE FUGA A TIERRA MM.	TENSION DE ENSAYO A FRECUENCIA INDUSTRIAL (KV)
BS15-100-10	15	10	95	216	40
BS15-100-16	15	16	95	216	40
BS27-100-8	27	8	125	292	42
BS27/33-100-8	27/33	8	150	432	65
BS33-100-5	33	5	170	660	75

ENERGY IS OUR JOB




Seccionadores BS
esquema de dimensiones

MODELO	DIMENSIONES EN MM.			
	A	B	C	D
BS 15-100-10	385	645	375	287
BS 15-100-16	385	645	375	287
BS 27-100-8	410	815	375	377
BS 27/33-100-8	410	815	375	377
BS 33-100-5	425	980	385	466

Est. Met. Cavanna S.A.C.I.F.I.
Pte. Santiago Derqui 4770/72 - B1605BGB Munro - Buenos Aires, Argentina
Tel: (+5411) 4762-0251 Fax: (+5411) 4756-0055 e-mail: ventas@cavanna.com.ar - www.cavanna.com.ar




Ilustración 40 - Fusible XS

CAPITULO 3: EFECTO DE LA GENERACIÓN

Una vez determinada la potencia que vamos a generar, se buscó ver y analizar el efecto que ésta produce en la Red de distribución de la zona.

Para ello, se solicitó al Ing. Guillermo Monti, responsable del Área de Estudios de la Red de la empresa EDELAR S.A., la simulación de este efecto.

El programa utilizado se denomina ANFU, creado por el Instituto de Energía Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional San Juan, utiliza distintos módulos de software de cálculo que resuelven problemas eléctricos.

Se ingresó la potencia generada y el lugar de conexión a la red, y se vieron los efectos en las distintas cargas.

Los valores de tensión se indican en cada barra (naranja) en por unidad, partiendo de 1 en el centro distribuidor de Famatina HF11, llegando a 0,92 en la barra donde se inyectará la generación.

Al inyectar la generación al sistema, se observó que la tensión en por unidad, pasó a ser de 0,94, es decir, pasó de 12.144 kV a 12.406 kV, sólo mejoró un 2%, pero la potencia inyectada es suficiente para alimentar un barrio, y alivia la carga de ese distribuidor que se encuentra en situación de carga crítica. En el mapa se indicó la zona afectada, o mejor dicho, abastecida por la generación.

Ese distribuidor es de 2,5 MVA, y se inyectará 0,160 MVA, es decir que generamos un 6,4% de la potencia consumida en ese departamento. Esto es alentador y corresponde con las estimaciones hechas por ENARSA, que preveía hasta un 8% de generación a través de recursos naturales renovables.

3.2. Situación con generación

POTENCIA ACTIVA TOTAL DE GENERACION: 1,506802 MW
 POTENCIA REACTIVA TOTAL DE GENERACION: 0,8924351 MVar
 POTENCIA ACTIVA TOTAL DE CARGA: 1,438825 MW

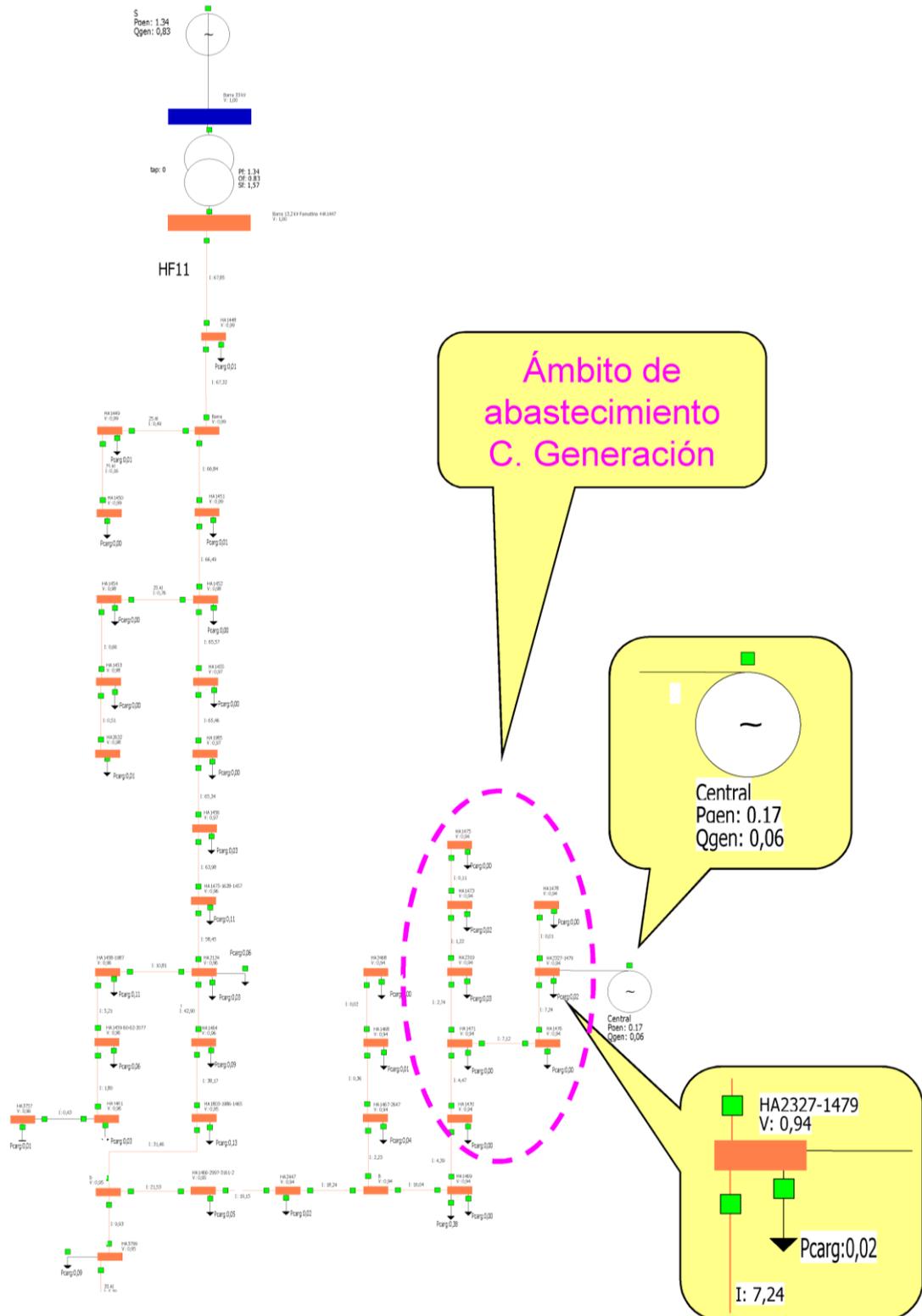


Ilustración 42 - Análisis del efecto de la generación en el sistema

3.3. Alcance geográfico estimativo abarcado por la generación



Ilustración 43 - Área abarcada por la generación

CAPITULO 4: EQUIPOS AUXILIARES

En una mini central hidroeléctrica, aparte de los equipos principales anteriormente descritos, deben existir una serie de equipos auxiliares necesarios para el correcto funcionamiento de las instalaciones. El consumo eléctrico de estos equipos auxiliares oscila alrededor del 2% de la producción de la central.

Los equipos más comunes, que se pueden considerar como auxiliares dentro de la Mini central, son:

- Alumbrado general y de emergencia.
- Equipo de corriente continua empleado para alimentar las bobinas de desconexión del disyuntor y otras bobinas de relés y conectores.
- Puente grúa, aunque en algunos casos puede ser suficiente una grúa portátil durante el montaje y operaciones de mantenimiento.
- Red de tierra, para limitar la tensión con respecto al terreno.

Los sistemas de servicios auxiliares en una planta de generación son esenciales para lograr una operación confiable.

Las necesidades de energía requieren satisfacer distintas exigencias:

- Alimentaciones no esenciales (que pueden faltar por tiempos prolongados sin afectar el servicio)
- Alimentaciones esenciales (que no pueden faltar sin comprometer el servicio)

La instalación eléctrica de Baja Tensión de los servicios auxiliares, será alimentada en forma exclusiva y única por un tablero general; este a su vez, será alimentado a través de un interruptor automático de comando y protección general desde un transformador de servicios auxiliares exclusivo. Todos los circuitos de Baja Tensión serán conectados a tierra en forma directa o a través de un descargador, y estarán debidamente protegidos para que no alcancen tensiones a frecuencia industrial superiores a 1 kV, sea por estar en contacto con máquinas o aparatos de Media Tensión, o por estar muy próximos a otros circuitos de Media Tensión

4.1. Iluminación de sala de máquina

Para obtener un buen alumbrado debemos de tomar en cuenta los siguientes factores como son: el plano de trabajo, el tipo de alumbrado, el nivel de iluminación, el área determinada a iluminar, los tipos de luminaria, lámparas a emplear y los colores de la pared y el techo.

Para realizar el cálculo de iluminación nos apoyaremos en el software DIALux que nos permite determinar el tipo de luminaria, posición del artefacto y la iluminación media para cada área de trabajo.

A continuación se presentan los informes del software de cada sector de la sala de máquina de la Mini central hidroeléctrica.

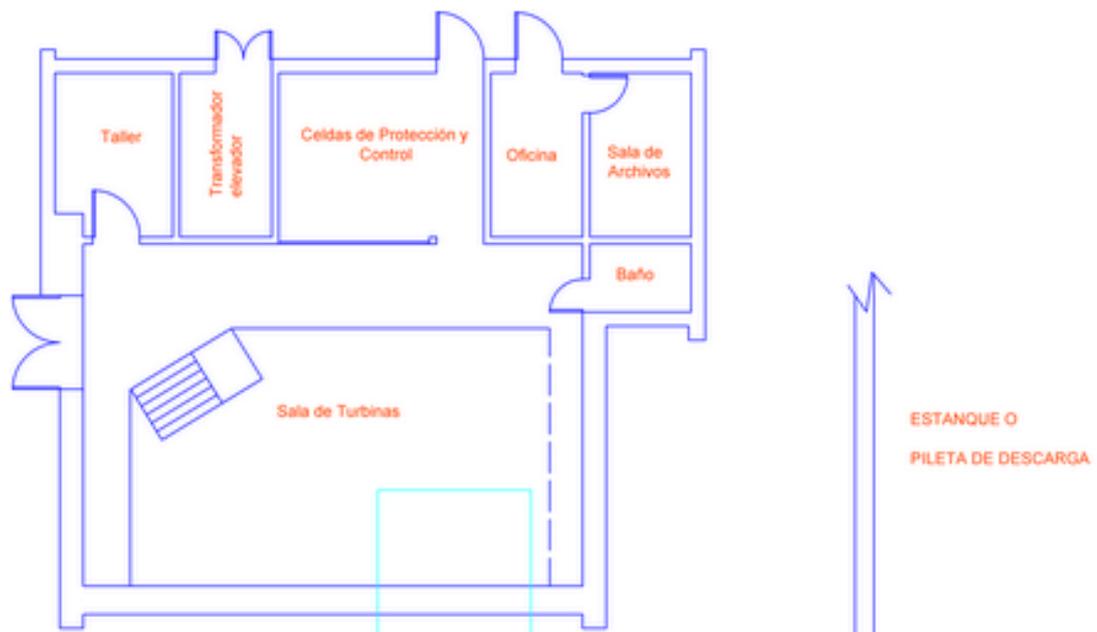


Ilustración 44 - Plano de Plana de la Sala de Máquinas

4.2. Software DIALux.

Sus características de un vistazo

- Crear muy fácilmente proyectos de iluminación eficaces y profesionales
- Datos actualizados de luminarias de los fabricantes líderes a nivel mundial
- Software actualizado y técnicamente novedoso siempre disponible gratuitamente
- Evaluación energética en un abrir y cerrar de ojos
- Escenas de luz de color con LED o con otras luminarias con cambio de color

DIALux. El software completo y gratuito de DIAL para crear proyectos de iluminación profesionales está abierto a las luminarias de todos los fabricantes. Un software hecho por planificadores para planificadores. Utilizado por varios cientos de miles de diseñadores de iluminación en todo el mundo. Y cada día son más.

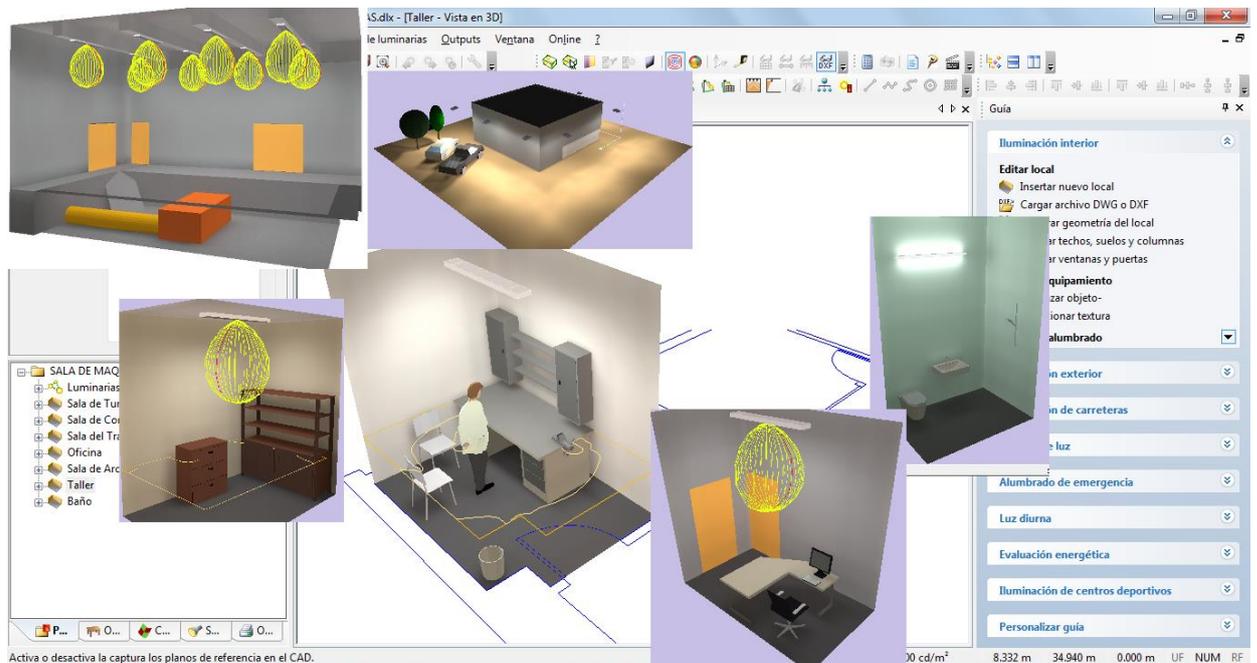
Cree con DIALux, de la manera más simple e intuitiva, sus mundos virtuales. Documente los resultados de sus diseños de iluminación en visualizaciones fotorrealistas impresionantes. Hágalos alucinar con escenarios de luz diurna y artificial a través de los cuales sus clientes pueda

desplazarse con recorridos de cámara vertiginosos. Tome como base los datos CAD de otros programas arquitectónicos y exporte cómodamente sus resultados de nuevo al programa original. O utilice, si lo desea, modelos 3D sacados de Internet con increíble facilidad.

Mientras usted proyecta de forma creativa, DIALux determina en paralelo el consumo energético de su solución de iluminación, apoyándole así en el cumplimiento de las directrices vigentes a nivel nacional e internacional.

DIALux está siendo desarrollado continuamente por un equipo de 20 personas. En DIALux se puede proyectar con las luminarias de los fabricantes líderes a nivel mundial y tener al mismo tiempo la mayor libertad creativa posible. Y la lista de las empresas internacionales asociadas es cada vez más larga.

Trabaje con DIALux. Usted y sus proyectos se lo merecen. DIALux es gratuito y está disponible para ser descargado a partir de nuestra web en muchos idiomas.



4.2.1. Informes DIALux

SALA DE MAQUINAS

DIALux

09.11.2013

UTN - FRLR

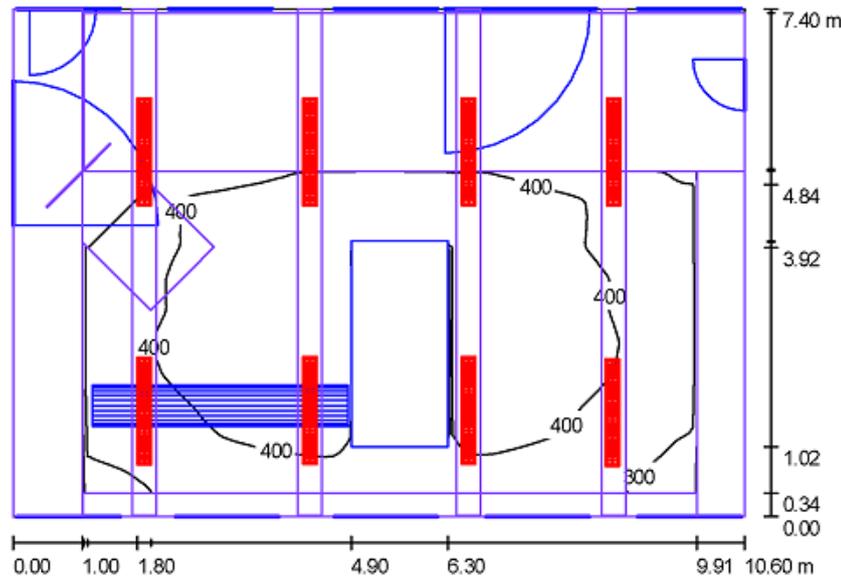
Proyecto elaborado por Nieto-Vega-Nieto G.

Teléfono

Fax

e-Mail

Sala de Turbinas / Output en hoja simple



Altura del local: 6.800 m, Altura de montaje: 6.350 m, Factor

Valores en Lux, Escala 1:96

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	393	19	472	0.050
Pisos (2)	49	267	20	412	/
Techo	70	129	76	176	0.591
Paredes (4)	86	210	12	405	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
Trama: 128 x 128 Puntos
Zona marginal: 0.000 m

Lista de piezas - Luminarias

Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	8	PHILIPS TCS160 2xTL-D58W HFP C3 (1.000)	5764	10480	110.0
			Total: 46112	Total: 83840	880.0

Valor de eficiencia energética: $11.22 \text{ W/m}^2 = 2.85 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 78.44 m^2)

SALA DE MAQUINAS

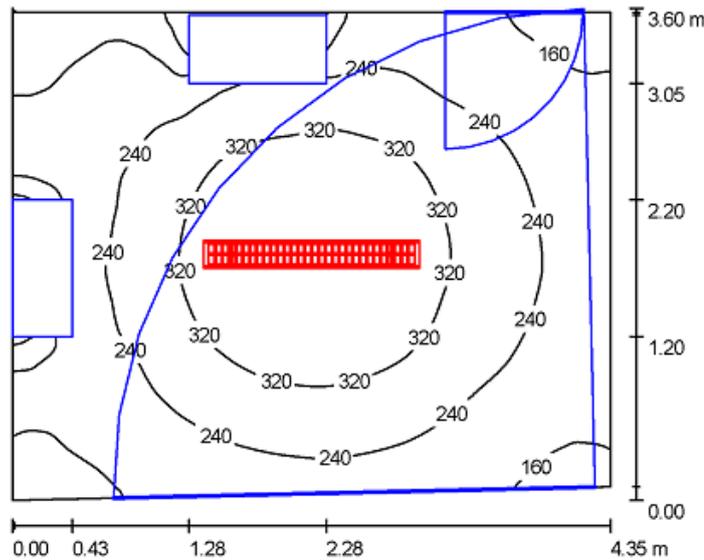
DIALux

07.11.2013

UTN Facultad Regional La Rioja

Proyecto elaborado por Nieto-Vega-Nieto Gonzalez
Teléfono
Fax
e-Mail

Sala de Comando / Output en hoja simple



Altura del local: 3.500 m, Altura de montaje: 3.500 m, Factor mantenimiento: 0.80

Valores en Lux, Escala 1:47

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	249	31	402	0.123
Suelo	20	189	18	265	0.094
Techo	70	66	52	79	0.779
Paredes (5)	85	89	7.68	174	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
Trama: 128 x 128 Puntos
Zona marginal: 0.000 m

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	1	PHILIPS TCS160 2xTL-D58W/HFP C3 (1.000)	5764	10480	110.0
			Total: 5764	Total: 10480	110.0

Valor de eficiencia energética: $7.18 \text{ W/m}^2 = 2.88 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 15.31 m^2)

SALA DE MAQUINAS

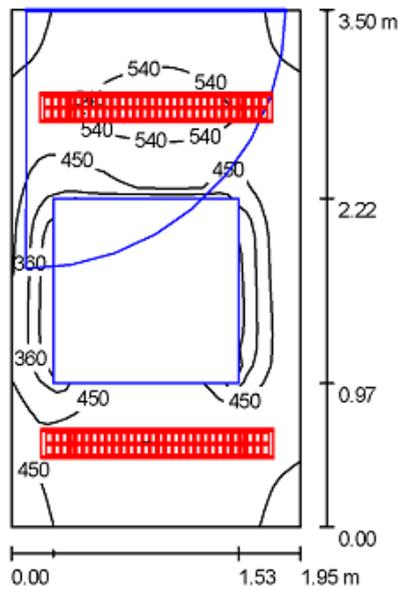
DIALux

07.11.2013

UTN Facultad Regional La Rioja

Proyecto elaborado por Nieto-Vega-Nieto Gonzalez
Teléfono
Fax
e-Mail

Sala del Transformador / Output en hoja simple



Altura del local: 3.500 m, Altura de montaje: 3.500 m, Factor mantenimiento: 0.80

Valores en Lux, Escala 1:45

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	469	161	584	0.343
Suelo	20	219	22	374	0.100
Techo	70	182	144	211	0.794
Paredes (4)	50	346	55	1210	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
Trama: 32 x 32 Puntos
Zona marginal: 0.000 m

Lista de piezas - Luminarias

Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	2	PHILIPS TCS160 2xTL-D58W HFP C3 (1.000)	5764	10480	110.0
			Total: 11528	Total: 20960	220.0

Valor de eficiencia energética: $32.25 \text{ W/m}^2 = 6.87 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 6.82 m^2)

SALA DE MAQUINAS

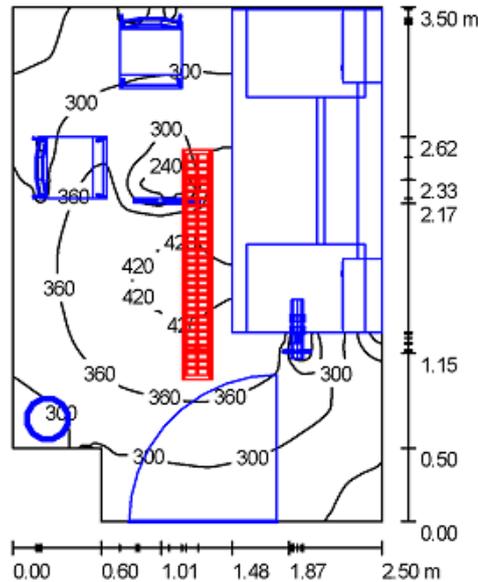
DIALux

07.11.2013

UTN Facultad Regional La Rioja

Proyecto elaborado por Nieto-Vega-Nieto Gonzalez
Teléfono
Fax
e-Mail

Taller / Output en hoja simple



Altura del local: 3.500 m, Altura de montaje: 3.500 m, Factor mantenimiento: 0.80

Valores en Lux, Escala 1:45

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	321	155	437	0.484
Suelo	20	158	7.59	281	0.048
Techo	70	91	66	104	0.731
Paredes (6)	68	140	11	296	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
Trama: 128 x 128 Puntos
Zona marginal: 0.000 m

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	1	PHILIPS TCS160 2xTL-D58W HFP C3 (1.000)	5764	10480	110.0
Total:			5764	10480	110.0

Valor de eficiencia energética: $13.02 \text{ W/m}^2 = 4.05 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 8.45 m^2)

SALA DE MAQUINAS

DIALux

07.11.201

UTN Facultad Regional La Rioja

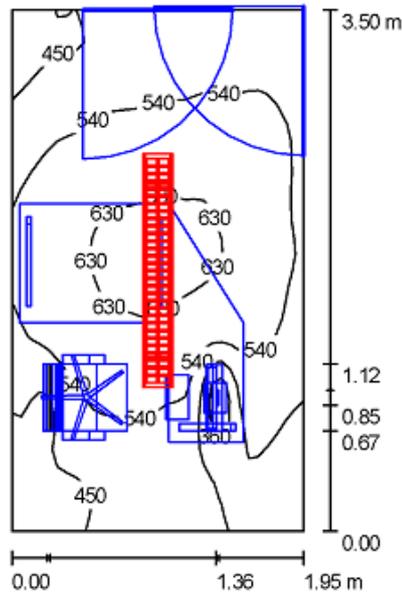
Proyecto elaborado por Nieto-Vega-Nieto Gonzalez

Teléfono

Fax

e-Mail

Oficina / Output en hoja simple



Altura del local: 3.500 m, Altura de montaje: 3.500 m, Factor mantenimiento: 0.80

Valores en Lux, Escala 1:4!

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	529	230	651	0.435
Suelo	20	291	100	456	0.345
Techo	70	276	212	313	0.769
Paredes (4)	85	339	101	596	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
Trama: 32 x 32 Puntos
Zona marginal: 0.000 m

Lista de piezas - Luminarias

Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	1	PHILIPS TCS160 2xTL-D58W HFP C3 (1.000)	5764	10480	110.0
Total:			5764	10480	110.0

Valor de eficiencia energética: $16.12 \text{ W/m}^2 = 3.05 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 6.82 m^2)

SALA DE MAQUINAS

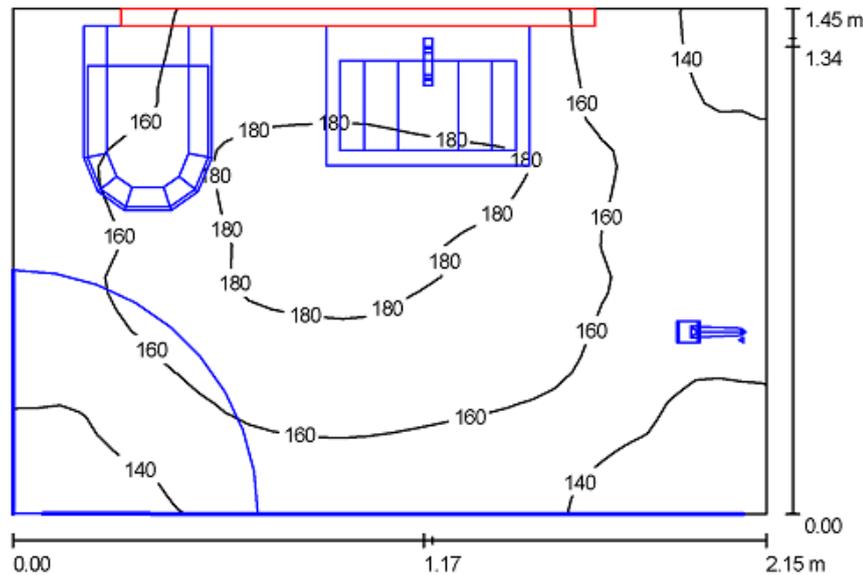
DIALux

07.11.2013

UTN Facultad Regional La Rioja

Proyecto elaborado por Nieto-Vega-Nieto Gonzalez
Teléfono
Fax
e-Mail

Baño / Output en hoja simple



Altura del local: 3.500 m, Altura de montaje: 2.800 m, Factor mantenimiento: 0.80

Valores en Lux, Escala 1:19

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	160	124	189	0.776
Suelo	20	87	34	110	0.387
Techo	61	303	123	639	0.407
Paredes (4)	61	173	22	2286	/

Plano útil:

Altura: 0.850 m
Trama: 32 x 32 Puntos
Zona marginal: 0.000 m

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	1	PHILIPS TWG168 1xTL-D36W HF (1.000)	2981	3350	36.0
			Total: 2981	Total: 3350	36.0

Valor de eficiencia energética: $11.55 \text{ W/m}^2 = 7.20 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 3.12 m^2)

4.3. Instalación eléctrica de la sala de máquina

La intención de esta sección es abordar todos los puntos para la electrificación del edificio que estará dedicado a trabajo de mantenimiento y oficina, desde la acometida de la compañía en media tensión y puesta a tierra del edificio, hasta los estudios de eficiencia energética de la iluminación que tendremos en las diferentes salas.

4.3.1. Cálculo de conductores y Dispositivos de Protección

Este informe está basado y sigue los lineamientos de la Reglamentación para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles emitida por la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA) en su edición 2006. Utilizando la Sección 771 para Viviendas y Locales Unitarios.

Se proyectó la instalación de 3 circuitos:

- IUG: Iluminación de uso general
- IUG2: Iluminación de uso general (exterior)
- TUG: Tomacorrientes de uso general

Tabla 5 - Grado de Electrificación CONSIDERANDO LA CANTIDAD Y TIPO DE CIRCUITOS

CIRCUITO	VALOR MÍNIMO DE LA POTENCIA MÁXIMA SIMULTÁNEA	VIVIENDAS
Iluminación para usos generales sin tomacorrientes derivados	990 VA	66% de lo resulte al considerar todos los puntos de utilización previstos a razón de 150VA cada uno
Tomacorrientes para usos generales	2200 VA	2200VA por cada circuito
Iluminación para uso general (2)	594 VA	66% de lo que resulte al considerar todos los puntos de utilización previstos a razón de 150VA cada uno

Tabla 6 - GE EN VIVIENDA HASTA 130 m2/(V4) Variante en GE Medio

Cant.	AMBIENTE	GE Media (V11)			
		S (m ²)	IUG	TUG	IUG2
1	sala de turbinas	79,55	4	3	0
1	sala de comando	15,23	1	2	0
1	sala de transformador	6,83	1	0	0
1	sala de archivos	7,53	1	2	0
1	oficina	6,83	1	2	0
1	taller	8,75	1	3	0
1	baño	3,12	1	1	0
1	exterior	94,00	0	0	6
TOTALES		127,82	10 Bocas 990 VA (3)	13 Bocas 2200 VA	6 Bocas 594 VA (4)
DPMS			5170 VA		

CRITERIOS	VIVIENDA	DPMS (solo p/ determinar el GE)	GE
SUPERFICIE	más de 60 m2 hasta 130m2	hasta 7 KVA	medio
DPMS		5,170 KVA	



5170 VA ≤ 7000 VA

PLANILLA DE ANALISIS DE CARGAS

		BOCAS		TOMAS		LONG	INTENSIDAD SIMULTANEA [A]			CONDUCTOR			POTENCIA INSTALADA	F _s	F _s	F _s	POTENCIA SIMULTANEA	
TABLERO MEDIDOR	TIPO CIRC.	CANT	P. UNIT. [W]	CANT	P. UNIT. [W]	(m)	R	S	T	CAIDA [%]	SECC [mm ²]	Iad [A]	[W]	ILUM	TOMAS	FM/TAB	[W]	DESTINO
	IUG	10	100			15,1	5,11			0,76	4*	21	1000	0,9			900	Iluminación General
	TUG			13	150	30	9			1,68	4	21	1950		0,9		1759,5	Tomas general
	IUG2	6	150			24	5,11			1,2	4	21	900	1			900	Iluminación exterior
TSG		16		13		8	20,19			1,1	4	36	3850			1	3559,5	Alimentación TS
TP		16		13		12	20,19			1,9	4	36	3850			1	3559,5	Alimentación TP

Nota:

*Según cálculos de corriente admisible, la sección es de 1,5 mm², pero independientemente de éste, las normas expresan que la sección **mínima** para un circuito IUG es de 2,5 mm². Debido a lo anterior expresado y a la caída de tensión deseada, se adoptó una sección de 4 mm².

Conductores:

CONDUCTOR UNIPOLAR PVC	Sección mm ²	Intensidad de corriente admisible [A]	Caída de Tensión V/A Km	Resistencia eléctrica máx. a 20° cc. Ohm/Km
IUG	4	27	10	4,95
IUG2	4	27	10	4,95
TUG	4	27	10	4,95

CONDUCTOR BIPOLAR XLPE	Sección mm ²	Intensidad de corriente admisible [A]	Resistencia eléctrica máx. a 20° cc. Ohm/Km	Reactancia a 50Hz. Ohm/Km
TP	4	36	4,95	0,0894
TSG	4	36	4,95	0,0894

Puesta a Tierra

Sección mínima de los conductores de protección S _{PE}	
Sección de los conductores de fase de la instalación [mm ²]	Si el conductor de protección es del mismo material que el conductor de fase
S ≤ 16	S
16 < S ≤ 35	16
S > 35	S/2

Cable seleccionado S= 4 mm²

Dispositivos de Protección:

Dispositivo de protección	Marca	Tablero Principal	Tablero Secundario General		
			IUG	IUG2	TUG
Interruptor Termomagnético	BAW	H32C32	H32B10	H32B10	H32B15
Interruptor Diferencial	ABB		F 200, tipo AC, con neutro	F 200, tipo AC, con neutro	F 200, tipo AC, con neutro

4.4. Transformador de tensión para servicios auxiliares

Este tipo de transformadores de tensión permiten obtener un suministro de energía en baja tensión de varios kVA directamente de una línea de media tensión. Combina los beneficios de un transformador de potencial con aplicaciones de un transformador de distribución.

Para el caso de la sala de máquina, de acuerdo al consumo total de la misma, se decidió seleccionar un transformador monofásico rural de una de potencia de 5 KVA:

Media Tensión: 7620 V con un aislador pasante (para la conexión entre fase y tierra de una línea trifásica de 13200 V con un neutro de retorno por tierra).

Baja tensión: 231 V en vacío (para alimentar circuitos de 220 V).

Transformadores Eléctricos Rurales



Ensayo de recepción

Los ensayos de rutina especificados en la Norma IRAM 2247 y 2279 se realizan en todos los transformadores, entregándose en cada suministro un protocolo de ensayo. Se realizan a pedido ensayos de tipo.

Todos nuestros transformadores se entregan con certificado libre de PCB

El diseño de nuestros equipos está en constante revisión y mejoramiento, por lo que cualquier equipo suministrado puede diferir en algunos detalles de los descritos en esta publicación.

Transformadores Eléctricos Rurales

Transformadores Monofásicos (unipolares y bipolares) y Trifásicos Rurales

CARACTERISTICAS

Diseñados para ser utilizados en las redes de electrificación rural, son aptos para ser instalados a la intemperie, directamente sobre un poste de madera u hormigón. Están fabricados en baño de aceite mineral, herméticos, sin tanque de expansión ni secador de aire.

Normas: IRAM N°2247 y 2279

Frecuencia: 50 Hz.

Grupo de Conexión: Dyn 11.

Conmutación: El conmutador se acciona desde el exterior mientras el transformador está desconectado. Permite variaciones de tensión de + 5%.

Transformadores monofásicos

Potencia: 5, 10, 16 y 25 KVA.

Tensiones: Unipolares

Media Tensión: 7620 V con un aislador pasante (para la conexión entre fase y tierra de una línea trifásica de 13200 V con un neutro de retorno por tierra).

Baja tensión: 231 V en vacío (para alimentar circuitos de 220 V).

Bipolares

Media Tensión: 13200 V con dos aisladores pasantes (para la conexión entre dos fases de una línea trifásica de 13200 V). Baja tensión: 231 V en vacío (para alimentar circuitos de 220 V).

Ilustración 45 - Características de un Transformador Rural Monofásico

Dimensiones y pesos aproximados								
POTENCIA	PERDIDAS EN VACIO	PERDIDAS EN C.T.O. C.T.O.	TENSION EN C.T.O. C.T.O.	AUTO	ANCHO	LARGO	VOLUMEN DEL ACEITE	PESO TOTAL
KVA	W	W	%	mm	mm	mm	Lts	Kg
Monofásico - Relación 7620 +5%/231 V								
5	30	160	4.5	820	360	400	20	60
10	45	290	4.5	860	420	460	25	105
16	60	390	4.5	920	460	550	33	130
Monofásico Bipolar - Relación 13200 +5%/231 V								
5	30	160	4.5	820	360	400	20	60
10	45	290	4.5	860	420	460	25	105
16	60	390	4.5	860	420	460	30	120
25	90	600	4.5	950	700	560	45	200
Trifásico - Relación 13200 ± 5%/400 - 231 V								
10	80	340	4.5	1280	460	530	68	190
16	100	550	4.5	1300	560	530	75	215
25	140	650	4.5	1320	640	530	80	250
40	180	1050	4.5	1370	800	600	118	340
63	230	1450	4.5	1460	950	600	124	430

A pedido se fabrican unidades con potencias, tensiones y características especiales.

Ilustración 46 - Selección del transformador

Fusibles de protección del transformador auxiliar:

La selección de un fusible depende de la tensión e intensidad nominal de la instalación a proteger, siendo la intensidad nominal del fusible muy superior a la nominal de la instalación, ya que debe soportar sin fundir las crestas de corriente producidas por la puesta en marcha del correspondiente transformado.

El fusible que se utilizara para la protección del transformador auxiliar será del tipo XS, realizándose la selección en función de la intensidad nominal del transformador y la tensión de servicio de la instalación a proteger.

La intensidad nominal del transformador es:

$$In = \frac{S}{V_l \times \sqrt{3} \times \cos\phi}$$

$$In = \frac{5000 VA}{7620 V}$$

$$In = 0,6561 A$$

Con la tensión nominal de 7,6 KV y la intensidad nominal de 0,6561 A entramos a la tabla del fabricante y seleccionamos el fusible correspondiente en la tabla entramos con una tensión de 10 KV y una potencia de 10 KVA:

Tabla 7 - Selección del Calibre del Fusible

Tabla 8 - Tabla de selección del calibre del fusible

CORRIENTE NOMINAL DEL FUSIBLE (A)	CAPACIDAD NOMINAL DEL TRANSFORMADOR A PROTEGER (KVA)				
	MONOFASICO 7,62 Kv	TRIFASICO 11,4 kv O 13,2 kv	MONOFASICO 11,4 kv O 13,2 kv	TRIFASICO 19,9 kv	MONOFASICO 34,5 kv
0,4		5			30
0,7	5	10			
1		15			
1,3	10	15	30	25	75
2,1	15	25	45	50	150
3,1		37,5	75		
3,5	25	50	75	75	225
4,2		50	112,5	100	300
5,2	37,5		112,5		
6,3	50		150		
7,8				167	500
10,4			225		
14			300	250	800
21			500		

El fusible seleccionado será para una intensidad de 1 A para una tensión de servicio de 7620 V.

Para cada fusible existe una familia de curvas de funcionamiento. En primer paso determinamos el tiempo de 0,1 segundo en la gráfica, luego con 12 veces la corriente nominal del transformador, entramos a la gráfica con 0,1 seg y con 7,8732 A, aplicamos el calibre del fusible inmediato superior a la derecha, la corriente nominal del fusible es de 1 A, se debe cumplir:

$$0,8 \times 10,8 A > 7,8732 A$$

Se cumple: $8,64 A > 7,8732 A$

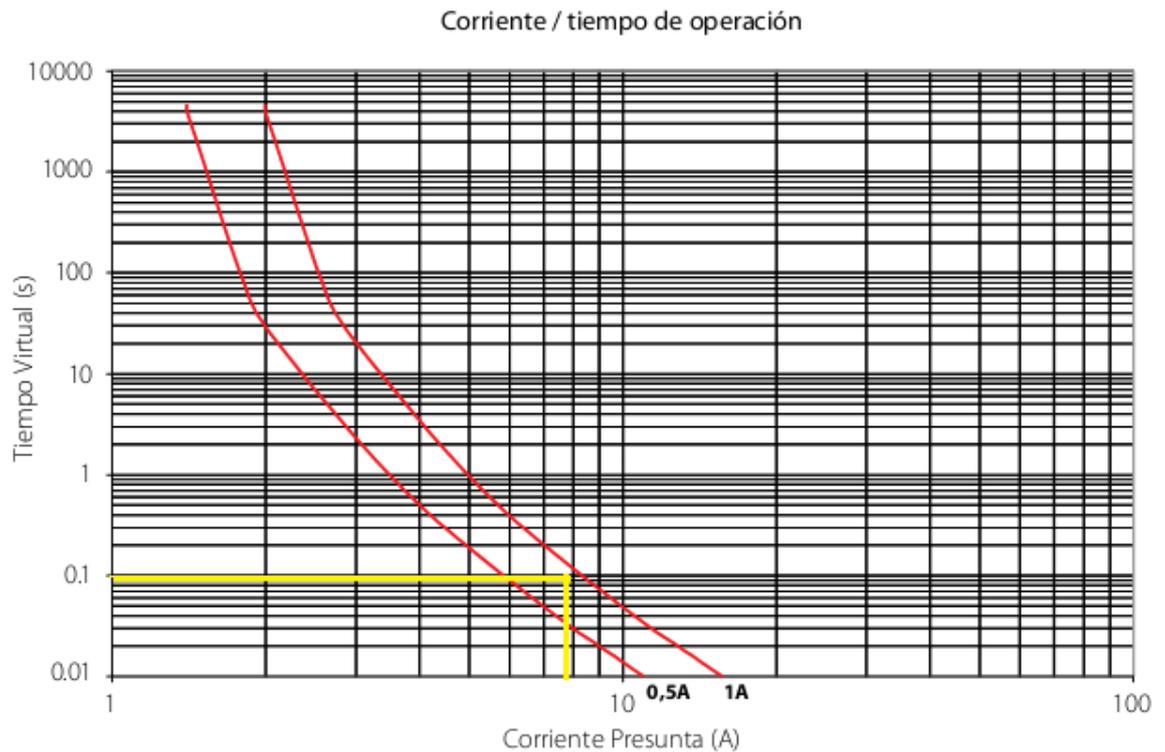


Ilustración 47 - Ábaco de selección de fusible

También se debe cumplir que la corriente del lado de alta tensión del transformador cuando éste se encuentre en corto circuito monofásico del lado de baja tensión debe ser superior a la corriente mínima de corte.

$$\frac{I_{tr} \times 100}{U_{cc}} > I_{corte}$$

$$\frac{0,6561 \times 100}{4,5} > 4 \times 2$$

Se cumple: $14,58 > 8$

Por ultimo para evitar el envejecimiento del fusible, el tipo seleccionado debe ser igual o al menos 1,3 veces la corriente del transformador si no se requiere prever sobrecarga y a 1,3 veces la corriente de sobrecarga en caso contrario:

$$1 A > I_{sobrecarga}$$

Se cumple $1 A > 0,85 A$

Por lo tanto el fusible seleccionado en el lado de media tensión del transformador y la línea de distribución el de 1 A tipo XS características H de 7,2 KV 1 A.



HH	Fusibles A.C.R. HH
	Media tensión 2.3 a 36 KV
Normas	VDE 0670 - DIN 43625 - IEC 60282-1



Características destacables de los fusibles HH
Elevada limitación de la corriente de falla.
Alta capacidad de interrupción.
Sobretensión de arco controlada.
Bajas pérdidas y operación muy rápida.
Percutor capaz de realizar el trabajo de apertura de un seccionador

Cómo leer el código Reproel

FH45132040				
Fusible	Tipo	Tamaño	Tensión de Servicio	Corriente (A)

HH Fusibles A.C.R. HH

2,3 kV			3,6 kV			7,2 kV		17,5 kV	
Amp.	Código	Código	Amp.	Código	Código	Amp.	Código	Amp.	Código
0,5	FH15023005	FH25023005	0,5	FH15036005	FH25036005	0,5	FH25072005	0,5	FH45175005
1	FH15023001	FH25023001	1	FH15036001	FH25036001	1	FH25072001	1	FH45175001
2	FH15023002	FH25023002	2	FH15036002	FH25036002	2	FH25072002	2	FH45175002
6	FH15023006	FH25023006	6	FH15036006	FH25036006	6	FH25072006	6	FH45175006

Ilustración 48 - Características del Fusible seleccionado

Protección transformador – servicios auxiliares

Con el esquema de conexión anterior vamos a utilizar fusibles tipo NH-00 clase gTr para una potencia de 5 KVA, estos fusibles protegen transformadores contra sobrecarga y cortocircuito. La elección de este tipo de fusibles es igual a la homóloga del transformador, la zona de protección comienza desde valores tan bajos como sobrecargas del 20% In, hasta la máxima corriente de cortocircuito en bornes del transformador. Coordina fácilmente con los fusibles de protección de las salidas del transformador cuya elección del fusible máximo se realiza con la tensión de servicio y la potencia. Donde se selecciona el fusible para baja tensión NH tipo OO modelo gTr, para una potencia del transformador de 5 KV.



gTr	Fusibles A.C.R. NH
Protección	Transformadores 400V
Normas	VDE 0636 - DIN 43620 - IEC 60269
	TIPO NH-00 gTr
	Código KVA
	FOT0005 5
	FOT0010 10
	FOT0016 16
	FOT0025 25
	FOT0040 40
	FOT0050 50
	FOT0063 63



Ilustración 49 - Características del Fusible NH

CAPITULO 5: OBRA CIVIL

Una mini central hidroeléctrica consiste en dos partes; la parte electromecánica, que se describió anteriormente, y una parte civil. Ésta consiste en construir lo necesario para conducir el agua del río por medio de una tubería o canal hasta la pileta de carga y luego a la sala de máquina, que es donde está situada la turbina.

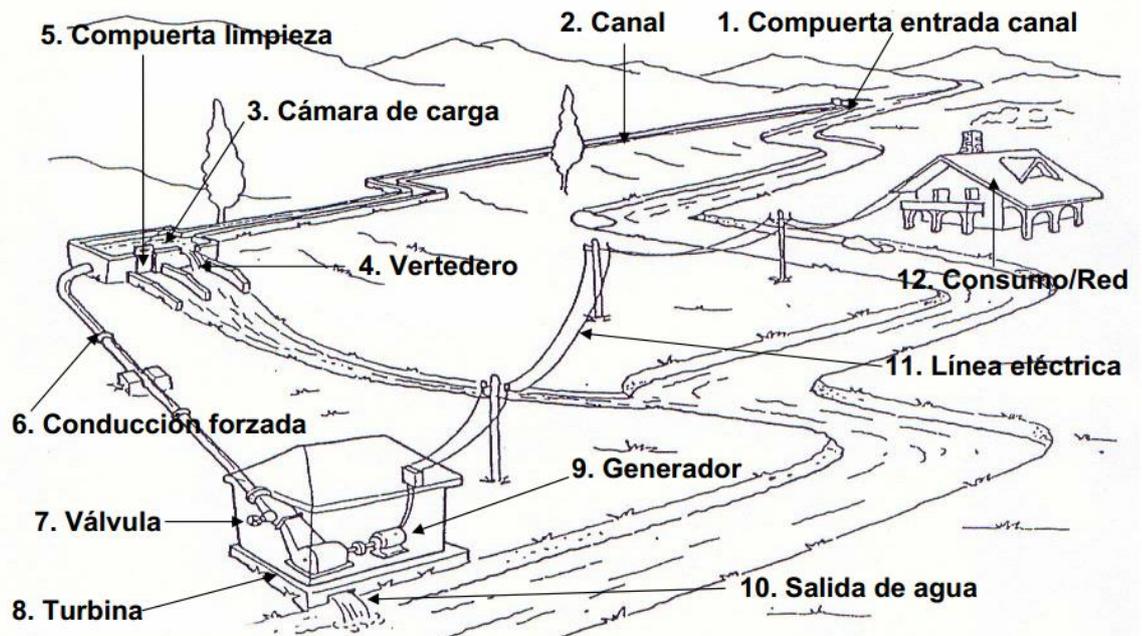


Ilustración 50 - Esquema de una Mini Central Hidroeléctrica

5.1. OBRAS

Actualmente las instalaciones que componen la mini central hidroeléctrica se encuentran en estado de abandono, por lo cual se prevé restaurar las instalaciones, realizando la limpieza y reparación en caso de que sea necesario de cada estructura.

La misma cuenta con las siguientes estructuras:

- Dos tomas de agua, una lateral y una frontal.
- Dos desarenadores.
- Dos canales de conducción de agua, uno que va a la pileta de carga y el otro que sirve para realizar el mantenimiento al canal anterior el cual pasa directamente al estanque de riego diario.
- Una pileta de carga.
- tubería forzada.
- Sala de máquina.
- Un estanque o pileta de descarga.



Ilustración 51 - Imagen Satelital de la Infraestructura abarcada por la Mini Central Hidroeléctrica

A continuación describiremos el estado en el que se encuentran cada una y mencionaremos las tareas que se le realizarán a cada una para la puesta en marcha de la usina.

5.1.1. Toma de agua

Este modelo de central hidroeléctrica consta de dos tomas, una lateral que es la encargada de tomar el agua del río, para esto se realiza un pequeño desvío natural del río, el cual se encauza por la orilla de éste hasta esta toma, y uno frontal que en caso de crecidas grandes el agua rompe el desvío natural y pasa a esta toma que cumple la misma función que la lateral. La toma lateral conduce el agua hacia el desarenador 1 y luego hacia el desarenador 2, en cambio la toma frontal conduce el agua hacia el desarenador 2 directamente. Ambas requieren que se le realice un desbarrado periódicamente, que consiste en retirar la parte sólida (arena, piedras, etc.) que son desprendidas por el mismo río aguas arriba.



5.1.2. Toma lateral



5.1.3. Toma frontal



5.1.4. Rejillas

También será necesario reemplazar las rejillas de ambas tomas, que tienen la función de impedir la entrada de ramas u objetos que puedan dañar la turbina.



5.1.5. Desarenador

Los desarenadores se encuentran en buen estado de funcionamiento, lo que sería recomendable realizarle una limpieza para tener un registro del tiempo en el que conste la limpieza y las futuras limpiezas que se le realizarán. A continuación mostramos imágenes de los desarenadores.

Desarenador 1



Desarenador 2



5.1.6. Canales

La conducción del agua se realiza por dos canales paralelos, los cuales tienen la función de conducir el agua ya sea hasta la pileta de carga (canal cerrado) de forma cuadrada o al estanque (canal abierto) de forma trapezoidal, los mismos se encuentran en buen estado, solo sería conveniente realizar la limpieza en todo su longitud para no tener algún inconveniente cuando se empiece a generar.



5.1.7. Pileta de carga

La pileta de carga tiene doble propósito: por un lado, el de crear un salto de agua, y por el otro, lado almacenar y controlar el empleo del agua. También sirve para abastecer de caudal a la turbina en forma constante durante todo el año.

Esta pileta se encuentra en total estado de abandono, actualmente cuenta con mucha arena en su piso y arbustos, también se pudo observar que las uniones en las paredes están agrietadas y será necesario repararlas.

También se prevé la reparación de las rejillas y de las compuertas, tanto de la que va a la sala de máquina, como de la que hace de bypass al estanque.



5.1.8. Tubería forzada

La tubería forzada se encuentra en buen estado, por lo que se procedió a verificar el diámetro y el espesor de la pared, y así determinar si está en condiciones de soportar la presión de trabajo.

Primero procedimos a verificar el diámetro de la tubería, la cual considerando las pérdidas porcentuales por fricción, se tiene que verificar que este entre 3 y 11 %, en caso contrario se la debería cambiar. Con la altura bruta de 31 metros, con un diámetro de la tubería de 600 mm y una longitud de cañería de 173 metros, determinamos un coeficiente de rugosidad medio de $K=0,15$ mm, con una pérdida de carga total que es la suma de las pérdidas por fricción más las pérdidas por turbulencia, que es de $h_p=1,574$ m, la velocidad del flujo de agua en la tubería es de 2,3 m/s.

Con estos valores procedemos a realizar el cálculo de las pérdidas porcentuales:

$$\text{Pérdidas \%} = \frac{h_p \times 100}{h_b} = 5,07$$

Como vemos, el valor está entre 3 y 11 %, por lo que se verifica que el diámetro de la tubería, de 600 mm, cumple con las exigencias de pérdidas.

Para verificar el espesor requerido de la pared de la tubería, es necesario tener en cuenta:

- Las presiones máximas que se espera que resista la tubería.
- Los efectos corrosivos que tienden a adelgazar sus paredes con el transcurso del tiempo.

Como se dijo anteriormente la velocidad del flujo de la tubería es de 2,3 m/s, por lo tanto, tendremos una presión transitoria de 211,1 Pa, con lo cual la caída total, cuando ocurren los golpes de ariete será de 212,774 Pa. Con estos datos procedemos a calcular el espesor de la pared.

$$e = \frac{5 \times f_s \times h_t \times 10^6 \times d \times k_j}{S} + k_c$$

f_s = factor de seguridad

h_t = presión del golpe de ariete

k_j = factor por tipo de junta

k_c = factor por corrosión (3 mm para 30 años)

S = esfuerzo de ruptura del material

$$e = \frac{5 \times 3 \times 212,774 \times 10^6 \times 0,6 \times 1,1}{550 \times 10^6} + 3 = 6,83 \text{ mm}$$

Como se puede ver el espesor de la pared debe ser de 6,83 mm, y el espesor de la pared de la tubería existente, tiene un espesor de 7,1 mm, por lo que no es necesario cambiar la tubería.

Hemos comprobado que la tubería forzada existente verifica en su diámetro y en su espesor de pared.



5.1.9. Sala de máquinas

La sala de máquina, al igual que la pileta de carga, se encuentra en total estado de abandono. Se deberá realizar la instalación de puertas y vidrios a los ventiluz.

También se prevé la modificación en el área donde se encuentran actualmente las turbinas Kaplan. Se proyecta realizar el reemplazo de éstas por una única turbina Michell-Banki, para lo cual se deberá bajar el nivel del piso, logrando así, que la turbina quede al mismo nivel de la tubería de forzada. Haciendo esto, ganamos un 3,5 % en potencia en el eje de la turbina. La tubería se encuentra a 0,7 m debajo del nivel del piso de la sala de máquina, por lo que se deberá romper el contra piso y realizar un desnivel en la parte donde se colocará la turbina .



En la figura siguiente marcamos con línea de color negra el área que se deberá modificar. Las medidas serán de 5,5 x 9 m y una profundidad de 1,40 m; estas medidas nos permiten una buena circulación en caso de mantenimiento.

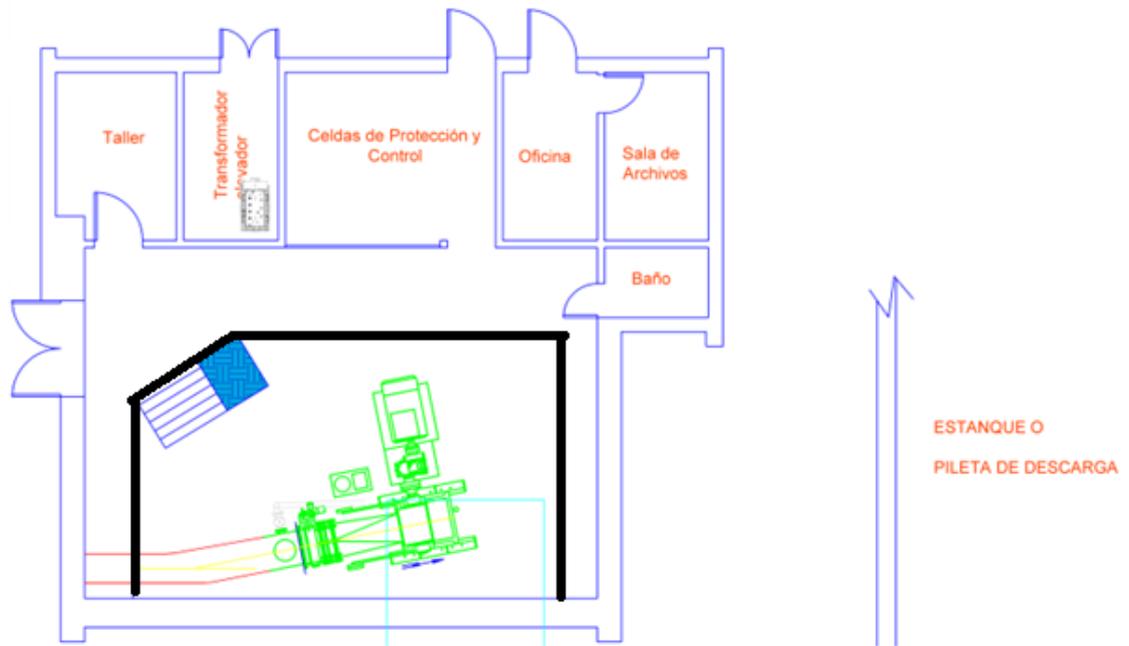


Ilustración 52 - Área a excavar

La tubería forzada se deberá cortar en la entrada de la sala de máquina y soldarle una brida del mismo diámetro para unirlo con la tubería que va a unir a ésta con la turbina, debido a que en este tramo actualmente se encuentra la bifurcación y la reducción de las turbinas Kaplan.

En el caso de la salida del agua hacia la pileta de descarga, las modificaciones serán mínimas ya que se deberá ensanchar 40 cm el canal de descarga, para no tener inconvenientes al alojar el tubo de aspiración.

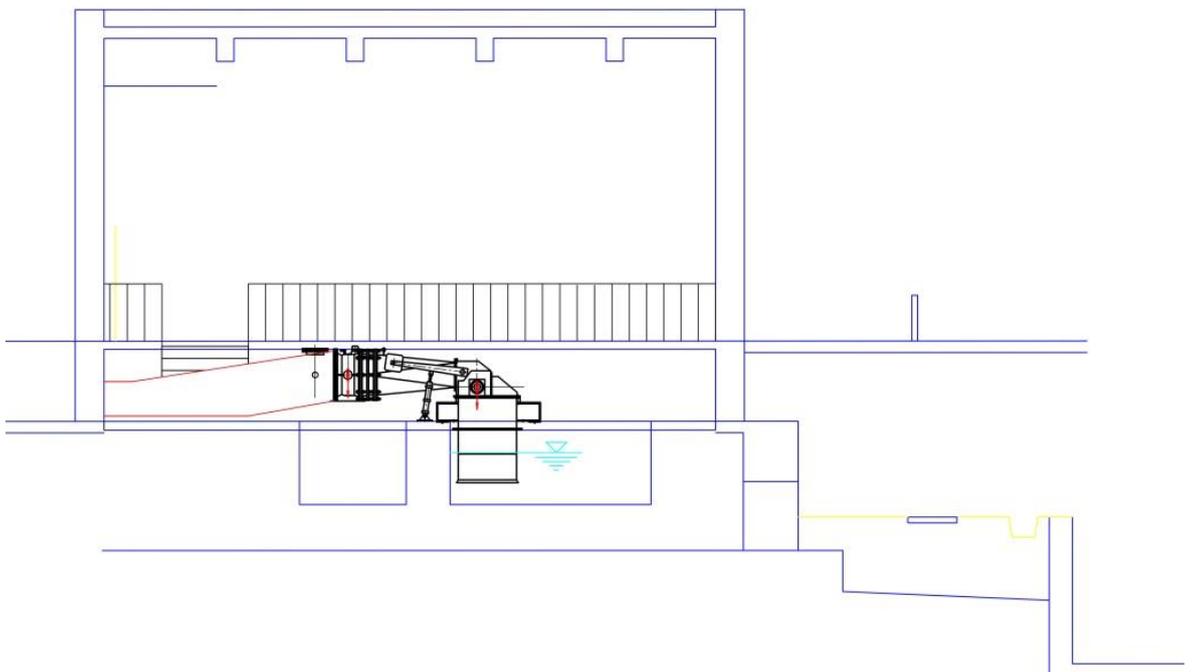


Ilustración 53 - Vista en corte de la descarga de la turbina

CAPITULO 6: PLAN GENERAL DE MANTENIMIENTO

En toda empresa, las maquinaria o dispositivo, con el tiempo y el uso, empieza a fallar, y si no se corrige el problema, pronto deja de ser útil. Estos problemas se pueden evitar aplicando un plan de mantenimiento.

Un plan de mantenimiento consiste en programar tareas, recursos y presupuesto para prevenir la aparición de fallas y, así, prolongar la vida útil de cualquier dispositivo, maquinaria e incluso edificación.

En nuestro caso, como en muchos otros, podemos diferenciar un mantenimiento edilicio y un mantenimiento de maquinaria (turbina, generador, transformador, etc). Pero de igual manera, hay que programar la salida de servicio de la turbina para prevenir futuras fallas, y actuar en el menor tiempo posible, disminuyendo así los costos de parada, y prolongando la utilidad de máquina por mayor tiempo, lo cual se traduce en prolongación de beneficios.

6.1. Mantenimiento de bocatomas

En épocas de crecidas, el Río trae consigo muchos sedimentos, rocas, ramas, etc. que bloquean la captación; por lo que se debe preveer la limpieza de la misma, e inspeccionarla diariamente durante la crecida.

6.2. Canales

En épocas de crecidas, es probable que se tapen las rejillas debido a los sedimentos. Se debe tener en cuenta la velocidad de circulación, dependiendo del material de construcción del canal, es la velocidad máxima permitida para evitar la erosión y la velocidad mínima para evitar la sedimentación de sólidos.

El canal debe ser inspeccionado periódicamente, cuidando remover piedras, vegetación y sedimentos, reparar fugas y grietas.

6.3. Desarenadores

Si no se les realizan mantenimiento, aumenta considerablemente la erosión del rodete de la turbina.

En el desarenador, la velocidad del agua es disminuida para que las partículas en suspensión sedimenten en la base. Estos sedimentos deben ser eliminados mediante la compuerta de purga.

Además de esta limpieza de sedimentos, se debe verificar el estado de la mampostería y, de necesitarlo, repararlas en las épocas secas del año.

Tabla 9 - Estimaciones de materiales para la reparación de estructuras

Recomendaciones para:	Cemento	Arena	Otros materiales
Reparación de fugas de agua debido a rajaduras en paredes de canales, presas, etc	1 parte	2 a 3 partes	5% de cemento blanco, para fraguado rápido
Resane de superficies que estén en contacto permanente con agua en canales, bocatoma, cámara de carga, desarenador, etc.	1 parte	3 partes de arena tamizada	
Superficies externas que no estén en contacto con el agua, dependiendo del grado de resistencia requerido	1 parte	4 partes 5 partes 6 partes	
Superficies que estén en contacto con agua	1 parte	1,5 partes	
Trabajos de recomposición estructural	1 parte	2 partes	4 partes de hierro de construcción

6.4. Pileta de carga

La pileta consta de una rejilla, un rebosadero y una válvula para controlar el paso de agua a la turbina.

Se debe mantener limpia la rejilla, pues cualquier impureza que pase por ella, va directamente a la turbina pudiendo provocar una gran falla y salida de servicio.

Es conveniente revisar las paredes de la pileta en época de estiaje para detectar rajaduras, filtraciones, etc. y repararlas prontamente. Y también se debe eliminar periódicamente los sedimentos al igual que en el desarenador.

6.5. Tubería forzada

La tubería de acero requiere poco mantenimiento. Se debe verificar la usencia de goteras en las uniones (empaquetaduras y juntas de dilatación). Ante la presencia de corrosión se debe actuar inmediatamente con una minuciosa limpieza con cepillos de cerdas de acero, solventes químicos o arenado. Se debe aplicar pintura anticorrosiva periódicamente.

En tuberías viejas es recomendable no limpiarlas, debido a que al quitar las formaciones calcáreas puede debilitar las paredes.

Es de vital importancia inspeccionar el estado de los anclajes y soportes, crear drenajes laterales para conducir el agua de lluvia, evitando la socavación del terreno.

6.6. Válvulas

Se debe ajustar la empaquetadura hasta que deje de gotear. Un mayor ajuste puede desgastar el vástago de accionamiento.

No se deben dejar en una posición intermedia, sólo funcionan en posición ABIERTO o CERRADO.

Si no cierra herméticamente, se debe desmontar y reparar en el taller con soldadura de relleno y torneado correspondiente.

6.7. Turbina

Requieren poco mantenimiento si el agua está limpia. En nuestro caso, cuando se pare por mantenimiento se deberá limpiar el rodete del ocre adosado.

En el caso de que alguna partícula se incruste, se debe quitar la tapa de inspección, previa parada de máquina correspondiente, y quitar el objeto extraño.

Lo más crítico en las turbinas son los rodamientos y el eje. Se debe prestar especial atención a ruidos extraños y sobrecalentamiento, indicios de desgaste.

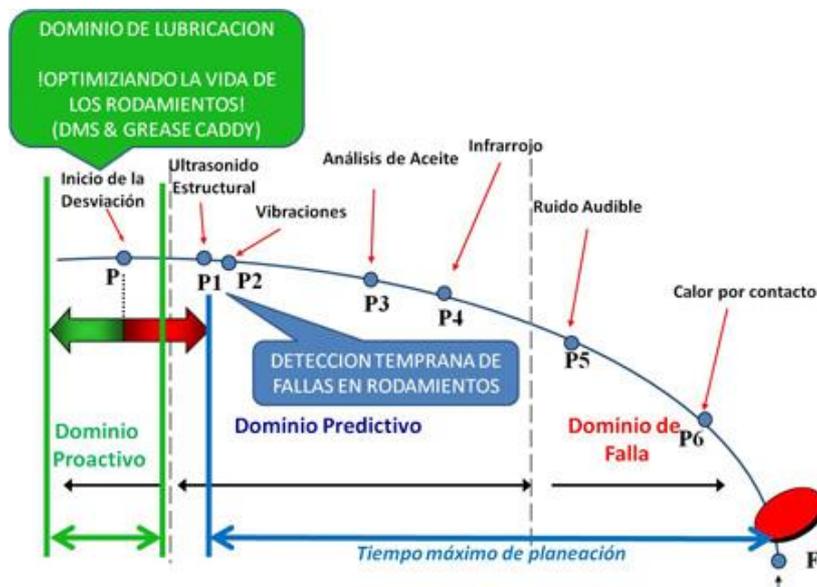


Ilustración 54 - Determinación del tipo de mantenimiento de los rodamientos



Ilustración 55 - Ejemplos de mantenimiento de rodamientos

Se debe realizar una inspección rigurosa anual del desgaste de las piezas y programar su mantenimiento.

También se debe verificar el correcto funcionamiento de la actuación de las protecciones.

6.8. Regulador de velocidad

Se debe verificar diariamente el estado y lubricación del mecanismo de actuación. Se debe verificar el nivel de aceite y los puntos de ajuste de acuerdo a fabricante.

6.9. Generador

Es necesario inspeccionarlo diariamente y mantenerlo libre de polvo, humedad o grasa. Debe utilizarse un solvente a presión dieléctrico para limpiar los bobinados, y debe cambiarse los rodamientos cada 50 000 hs de funcionamiento y engrasarlos cada 300 y cambiar la grasa cada 3000 hs.

Se debe verificar el apriete de los bornes para evitar el quemado de los bobinados.

Si se detecta humedad en el interior del generador, se puede hacer circular una corriente un 20% superior a la nominal por los bobinados; para ello se lo debe conectar en serie con una resistencia de 2Ω y una batería, durante una hora.

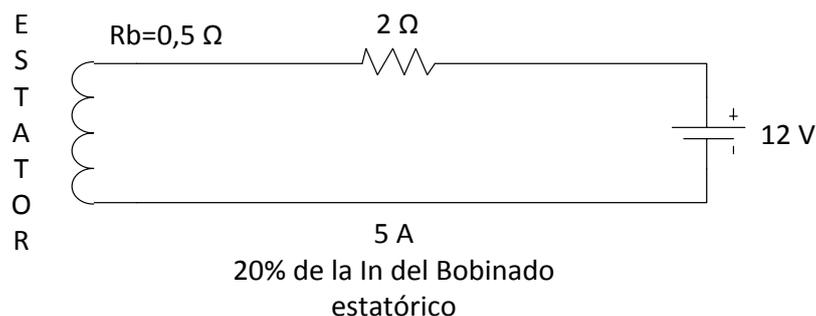


Ilustración 56 - Esquema de conexión para eliminar la humedad en los bobinados del generador

6.10. Tableros

Se debe verificar la ausencia de polvo y realizar un reajuste de los contactos para evitar *falsos contactos*.

6.11. Transformador

Se debe verificar el nivel de aceite y el estado de la *silicagel*.

6.12. Línea de transmisión

Se debe inspeccionar periódicamente el estado de las columnas, la ausencia de malezas, y de ramas que puedan entrar en contacto con la línea.

6.13. Repuestos y herramientas

Para poder realizar todos estos controles y solucionar las posibles fallas, es necesario contar con las herramientas y repuestos utilizados. Esta disponibilidad está a cargo del ingeniero y debe existir un orden, limpieza e inventario de todas las existencias y usos.

REPUESTOS	HERRAMIENTAS
rodamientos para turbina	juego de destornilladores
rodamientos para generador	juego de llave tubo
sellos y empaquetaduras de la turbina	juego de llaves hexagonales
empaquetaduras planas para válvulas	alicate
prensaestopas para válvulas	martillo
grasa	extractor de rodamientos
aceite lubricante	grasera
juego de diodos rectificadores	aceitera
fusibles de instrumentos	sierra
fusibles de potencia	rastrillo para limpieza de rejillas
fusibles de mando	palas
fusibles de seccionadores XS	escalera
Fusibles NH para APR	probador de alta y de baja tensión
kerosene para limpieza de piezas	machete
estopa	lata para lavado de kerosene
	linterna
	impermeables para lluvia
	botas para lluvia

6.14. Organización del mantenimiento

Se debe llevar un registro de sucesos (¿qué ocurrió?, ¿a qué ocurrió?, ¿qué acciones se realizaron?, ¿quiénes participaron?, ¿qué materiales y repuestos se utilizaron?) y de lecturas de instrumentos.

Debe existir un archivo de manuales de cada máquina y dispositivo existente.

PERIODICIDAD DEL MANTENIMIENTO										
TRANSFORMADOR ELEVEADOR	FRECUENCIA									
	diaria	semanal	mensual	bimestral	trimestral	semestral	anual	bianual	cada 5 años	cada 8 años
Comprobación de fugas de aceite	X									
Comprobación del nivel de aceite en el tanque principal			X							
Comprobación del nivel de aceite en el tanque de expansión			X							
Comprobación del nivel de aceite en el sello de aceite del respiradero			X							
Comprobación del estado de la sílica gel		X								
Verificar la actuación manual/automática de los refrigeradores de aceite, bombas y ventiladores.				X						
Reajuste de terminales sueltos						X				
Comprobación y limpieza de diversos contactos			X							
Verificación de alarma y contactos de disparo						X				
Comprobación del ajuste de los terminales a tierra			X							
Limpieza externa de los radiadores					X					
Comprobación de la pintura y de la corrosión de todo el transformador			X							
Limpieza de la celda del transformador elevador		X								
Reajuste de terminales					X					
Comprobación de contactos, iluminación, etc					X					
Comprobación de la pintura y de la corrosión del gabinete de comando			X							
Comprobación de ajuste de todos las grampas, abrazaderas y conectores						X				
TRANSFORMADOR SSAA	diaria	semanal	mensual	bimestral	trimestral	semestral	anual	bianual	cada 5 años	cada 8 años
Comprobación de fugas de aceite	X									
Comprobación del nivel de aceite en el tanque principal			X							
Comprobación del nivel de aceite del aislador			X							
Comprobación del estado de la sílica gel			X							
Limpieza de todos los bujes, cojinetes y juntas		X								
Reajuste de terminales sueltos		X								
Comprobación y limpieza de diversos contactos		X								
Comprobación del ajuste de los terminales a tierra			X							
Limpieza externa de los radiadores					X					
Comprobación de ajuste de todos las grampas, abrazaderas y conectores						X				
TUBERÍA FORZADA	diaria	semanal	mensual	bimestral	trimestral	semestral	anual	bianual	cada 5 años	cada 8 años
Verificar ausencia de pérdidas	X									
Verificar ausencia de corrosión		X								
Limpiar drenajes de anclaje de tubería		X								
TURBINA	diaria	semanal	mensual	bimestral	trimestral	semestral	anual	bianual	cada 5 años	cada 8 años
Comprobación de fugas	X									
Comprobación de sellos	X									
Verificar vibración en los cojinetes		X								
Verificación del alineamiento del eje		X								
Verificación de la carcasa		X								
Verificación del rodete						X				
Limpieza Interior de carcasa						X				
Limpieza Exterior de Carcasa			X							
Comprobación del estado de los cojinetes						X				
Comprobación y limpieza del mecanismo del distribuidor						X				
Cambio de grasa		X								

	diaria	semanal	mensual	bimestral	trimestral	semestral	anual	bianual	cada 5 años	cada 8 años
GENERADOR										
Comprobación de rodamientos						X				
Re engrase de rodamientos			X							
Reajuste de terminales			X							
Comprobación de aislación						X				
Limpieza de Carcasa exterior			X							
Limpieza del ventilador de refrigeración						X				
Reajuste de bulones de fijación			X							
CELDAS										
Verificar ausencia de polvo	X									
Reajuste de terminales			X							
Verificar el estado de la puesta a tierra		X								
Verificar estado de la pintura		X								
Verificar ausencia de corrosión		X								
EDIFICIO										
Verificar la ausencia de humedad										
Verificar la ausencia de derrames	X									
Repintado de aberturas							X			
Repintado de sala										X
Inspeccionar el estado de tomacorrientes			X							
Inspeccionar el estado de lámparas		X								
Limpieza general	X									
Limpieza y orden del taller	X									
TOMA DE CAPTACIÓN										
Verificar la ausencia de bloqueo	X									
Limpieza de rejilla	X									
DESARENADOR										
Extracción de sedimentos		X								
Inspección de grietas y fugas						X				
CANALES										
Inspección de grietas y fugas						X				
Inspección de erosión			X							
Verificar la ausencia de bloqueo		X								
Limpieza de rejilla	X									
PILETA DE CARGA										
Inspección de grietas y fugas						X				
Inspección de erosión			X							
Verificar la ausencia de bloqueo		X								
Limpieza de rejilla	X									

CAPITULO 7: ESTUDIO ECONÓMICO

7.1. Evaluación financiera de la inversión

El presente estudio tiene por finalidad establecer la rentabilidad de la inversión y viabilidad del proyecto.

Para ejecutar el proyecto, primero hay que determinar el costo del mismo, para poder determinar la inversión inicial, luego el precio de venta de la energía, para que con éste se cubran los costos y las ganancias, y así determinar el tiempo de recuperación de la inversión.

Para determinar la inversión inicial se contabilizaron los costos de desarrollo, incluyendo la mano de obra, los materiales e imprevistos.

Mano de Obra	\$	247.080,00
Materiales EM	\$	671.500,00
Materiales Civiles	\$	120.000,00
LMT	\$	158.199,58

TOTAL \$ 1.196.779,58

Luego determinamos nuestros costos de Operación y Mantenimiento y la dividimos por la energía generada para establecer nuestra tarifa:

Costo Operario Técnico	\$/hora	\$	60,00
hs al dia			8,00
Días al mes			30,00
total anual			\$ 172.800,00
cantidad de operarios			4,00
		\$	691.200,00
costo materiales mantenimiento al año		\$	10.000,00
TOTAL		\$	701.200,00

Nosotros generamos una potencia 157 kW, que al año producen 1.356.480 kWh. Con estos datos obtenemos un costo de generación de 0,52 \$/kWh.

Para poder vender nuestra energía a la empresa Distribuidora debemos cumplir con la Res. 280/2008, Anexo I, que reglamenta la ley 26.190 REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE NERGIA DESTINADA A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA.

Además debemos considerar obtener más ingresos para recuperar la inversión.

7.2. Criterios de rentabilidad

Debemos calcular la rentabilidad de nuestro proyecto.

Los parámetros que definen una inversión son tres:

- Pago de la inversión (I_0), es el valor inicial de desembolso de la inversión para conseguir que el proyecto empiece a funcionar como tal.
- Vida útil de proyecto (n), es el número de periodos estimados durante los cuales la inversión genera rendimientos.
- Flujo de caja (V_t), resultados de efectuar la diferencia entre ingresos y egresos, en cada uno de los años de vida del proyecto.

Los parámetros previamente mencionados se aplican a los siguientes métodos de evaluación:

- **Valor actual neto (VAN):** es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

El método de valor presente es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

V_t representa los flujos de caja en cada periodo t .

I_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n es el número de periodos considerado.

k es el tipo de interés.

- **Tasa interna de Retorno (TIR):** de una inversión es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". En términos simples, diversos autores la conceptualizan como

la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero.

La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad;^{3,4} así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión.

La *Tasa Interna de Retorno* TIR es el tipo de descuento que hace igual a cero el VAN:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} - I = 0$$

Dónde:

F_t es el Flujo de Caja en el periodo t.
 n es el número de periodos.
 I es el valor de la inversión inicial.

Valor	Significado	Decisión a tomar
VAN > 0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto puede aceptarse
VAN < 0	La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto debería rechazarse
VAN = 0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

El criterio general para saber si es conveniente realizar un proyecto es el siguiente:

- Si $TIR \geq r \rightarrow$ Se aceptará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el coste de oportunidad).
- Si $TIR < r \rightarrow$ Se rechazará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

r representa el costo de oportunidad.

Con estos datos y criterios calculamos nuestro VAN y TIR, los cuales nos dan:

VAN a 15 años descontado al 10%: 792.586
 VAN a 30 años descontado al 10%: 4.044.449
 TIR a 30 años, descontado al 10%: 21,812 %

Con estos valores se puede decir que este proyecto debería seguir adelante.

Ilustración 57 - DIAGRAMA DE GANTT

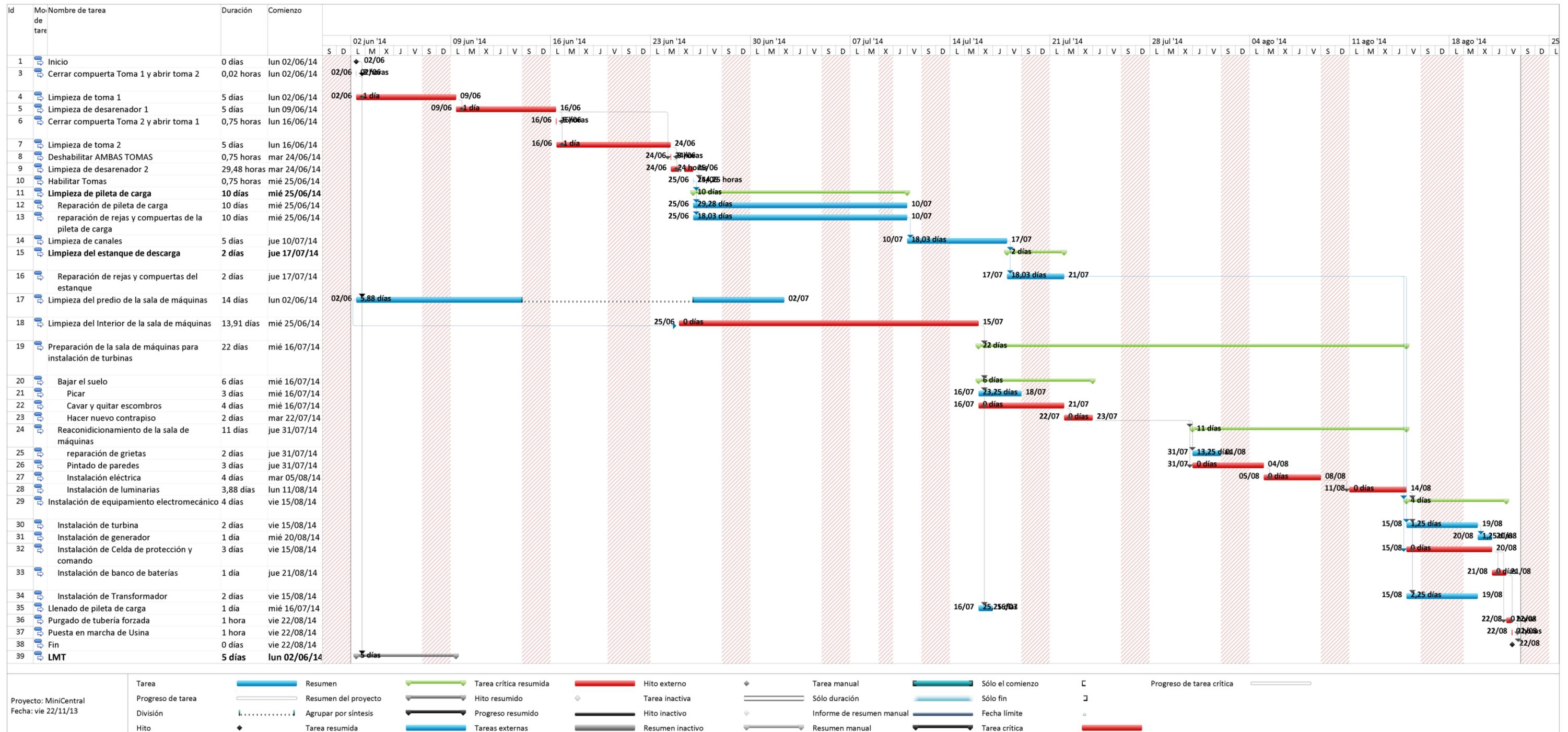


Ilustración 58 - Estructura de Desglose de Trabajo (EDT)

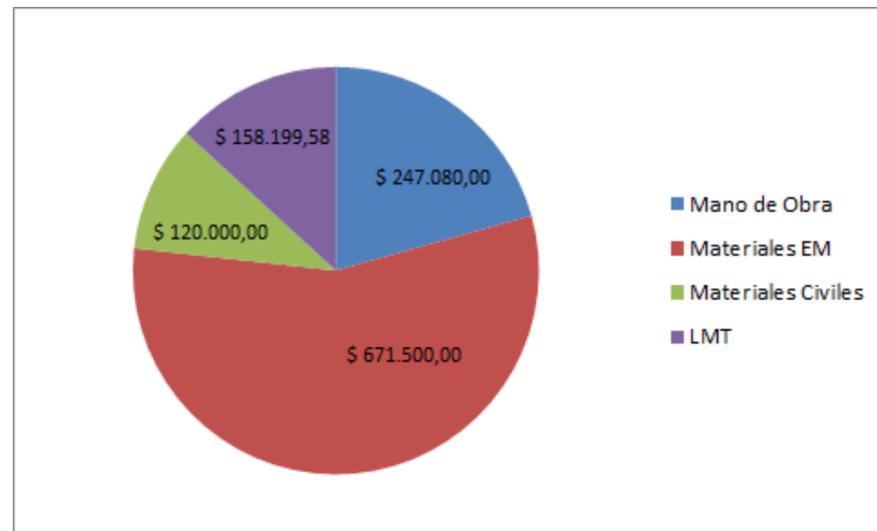
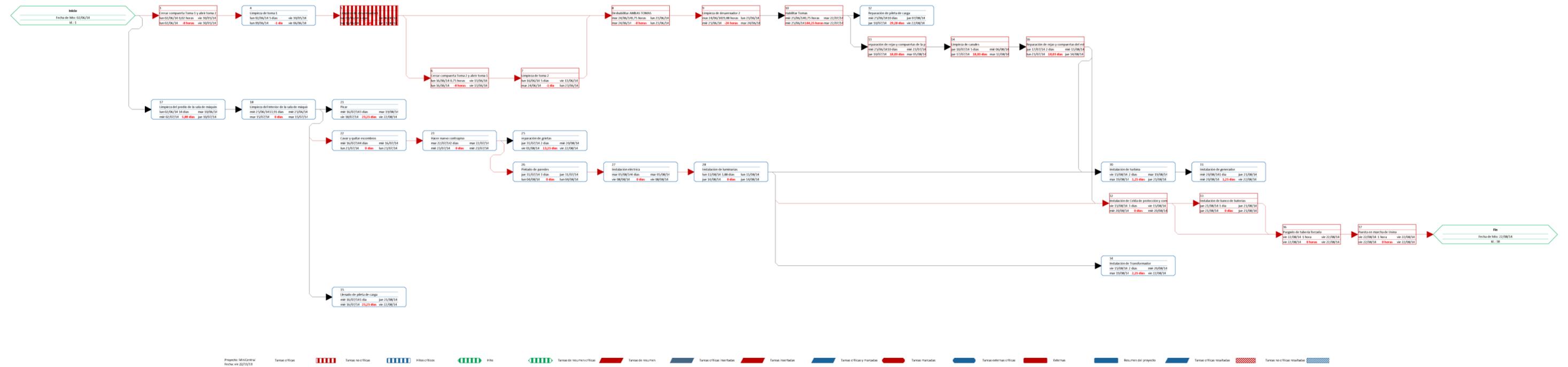


Ilustración 59 - Distribución de costos

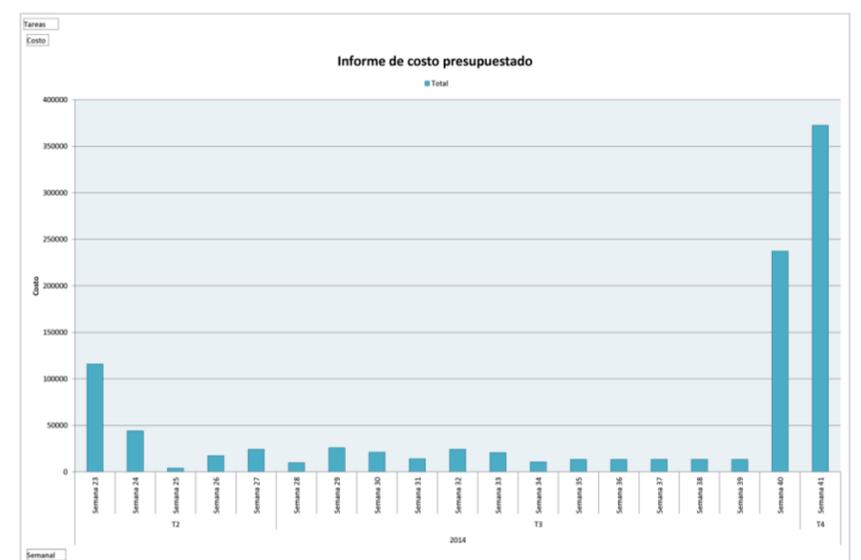


Ilustración 60 - Erogaciones semanales

Tabla 10 - Determinación del VAN y TIR

Año	Inversión	Potencia	Energía Producida/Año	Energía en horas PICO	Energía en horas VALLE	Energía en horas RESTO	Tarifa	Ingresos por venta de energía	Ingresos por potencia	Total ingresos	Costo de operación y mantenimiento	Depreciación y Amortizaciones	Intereses del Préstamo	Impuestos	Flujo Neto	Flujo Neto Descatado	VAN (15 años)	VAN 30 años	TIR
	\$	[kW]	[kWh]	18hs a 23hs [kWh]	23hs a 6hs [kWh]	6hs a 18hs [kWh]	\$/kWh	\$	\$	\$	\$			30%	\$		10%	10%	18,010%
0	(1.200.000)									(1.200.000)					(1.200.000)	(1.200.000)	73.301	2.702.745	
1		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	0,600	813.888	162.778	976.665,60	701.200,00	120.000	120.000	10.640	24.826	22.569			
2		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	0,660	895.277	179.055	1.074.332,16	771.320,00	120.000	120.000	18.904	44.109	36.453			
3		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	0,726	984.804	196.961	1.181.765,38	848.452,00	120.000	120.000	27.994	65.319	49.075			
4		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	0,799	1.083.285	216.657	1.299.941,91	933.297,20	120.000	120.000	37.993	88.651	60.550			
5		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	0,878	1.191.613	238.323	1.429.936,10	1.026.626,92	120.000	120.000	48.993	114.316	70.982			
6		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	0,966	1.310.775	262.155	1.572.929,72	1.129.289,61	120.000	120.000	61.092	142.548	80.465			
7		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	1,063	1.441.852	288.370	1.730.222,69	1.242.218,57	120.000	120.000	74.401	173.603	89.086			
8		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	1,169	1.586.037	317.207	1.903.244,96	1.366.440,43	120.000	120.000	89.041	207.763	96.923			
9		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	1,286	1.744.641	348.928	2.093.569,45	1.503.084,47	120.000	120.000	105.145	245.339	104.048			
10		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	1,415	1.919.105	383.821	2.302.926,40	1.653.392,92	120.000	1.320.000	237.140	(553.327)	(213.331)			
11		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	1,556	2.111.016	422.203	2.533.219,04	1.818.732,21	0	0	214.346	500.141	175.296			
12		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	1,712	2.322.117	464.423	2.786.540,94	2.000.605,43	0	0	235.781	550.155	175.296			
13		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	1,883	2.554.329	510.866	3.065.195,03	2.200.665,98	0	0	259.359	605.170	175.296			
14		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	2,071	2.809.762	561.952	3.371.714,54	2.420.732,58	0	0	285.295	665.687	175.296			
15		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	2,278	3.090.738	618.148	3.708.885,99	2.662.805,83	0	0	313.824	732.256	175.296			
16		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	2,506	3.399.812	679.962	4.079.774,59	2.929.086,42	0	0	345.206	805.482	175.296			
17		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	2,757	3.739.793	747.959	4.487.752,05	3.221.995,06	0	0	379.727	886.030	175.296			
18		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	3,033	4.113.773	822.755	4.936.527,25	3.544.194,56	0	0	417.700	974.633	175.296			
19		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	3,336	4.525.150	905.030	5.430.179,98	3.898.614,02	0	0	459.470	1.072.096	175.296			
20		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	3,670	4.977.665	995.533	5.973.197,98	4.288.475,42	0	0	505.417	1.179.306	175.296			
21		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	4,036	5.475.431	1.095.086	6.570.517,77	4.717.322,96	0	0	555.958	1.297.236	175.296			
22		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	4,440	6.022.975	1.204.595	7.227.569,55	5.189.055,26	0	0	611.554	1.426.960	175.296			
23		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	4,884	6.625.272	1.325.054	7.950.326,51	5.707.960,79	0	0	672.710	1.569.656	175.296			
24		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	5,373	7.287.799	1.457.560	8.745.359,16	6.278.756,87	0	0	739.981	1.726.622	175.296			
25		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	5,910	8.016.579	1.603.316	9.619.895,07	6.906.632,55	0	0	813.979	1.899.284	175.296			
26		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	6,501	8.818.237	1.763.647	10.581.884,58	7.597.295,81	0	0	895.377	2.089.212	175.296			
27		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	7,151	9.700.061	1.940.012	11.640.073,04	8.357.025,39	0	0	984.914	2.298.133	175.296			
28		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	7,866	10.670.067	2.134.013	12.804.080,34	9.192.727,93	0	0	1.083.406	2.527.947	175.296			
29		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	8,653	11.737.074	2.347.415	14.084.488,38	10.112.000,72	0	0	1.191.746	2.780.741	175.296			
30		157	1.356.480	282.600	395.640	678.240	9,518	12.910.781	2.582.156	15.492.937,22	11.123.200,79	0	0	1.310.921	3.058.815	175.296			

CONCLUSIONES

Ante la problemática energética que afronta nuestra provincia, específicamente en la zona del departamento Famatina, es que se desarrolló este proyecto como una alternativa para afrontarlo.

En este proyecto hemos tenido en cuenta los siguientes aspectos: técnico, económico, Ambiental, Legal y Socio-cultural.

En cuanto al aspecto técnico, podemos decir que al cambiar las antiguas 2 turbinas por 1 sola Michell-Banki de flujo cruzado (también conocida como Ossberger) se aumentará un 196,25% la potencia generada. Y de esta manera se llegará a producir 1.356.480 kW al año. Esta contribución al sistema representa el 6,28% de la potencia total consumida por el departamento; lo cual se aproxima al 8% proyectado por la Ley 26.190 "Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica".

En cuanto al aspecto económico, observamos que no tenemos costo de combustible, pero así mismo el costo de operación y mantenimiento es alto debido a la mano de obra. Financieramente, el VAN a 15 años es positivo y el TIR a 30 años es del 18,010%, estos índices nos indican que es un proyecto rentable. Se recupera la inversión en 12 años, y a partir de ese momento se obtienen ganancias. Estos valores no son atractivos para un inversionista PRIVADO.

Al realizar un proyecto se debe analizar el impacto ambiental que producirá la instalación. En este aspecto se tuvo en cuenta la utilización del recurso hídrico verificando que no afectara de manera negativa la situación actual de distribución de riego, el caudal de agua, fauna y flora.

Legalmente, cumplimos con las leyes vigentes en cuanto a generación, utilización de recursos, ambientales, normas técnicas respecto a materiales, contingencias ambientales, etc.

Si bien no es atractivo para una inversión privada debido al tiempo de recuperación de la inversión (12 años), socio-culturalmente es muy beneficioso debido a que se reactiva una obra abandonada recuperando así un patrimonio histórico, se utiliza un recurso renovable que no contamina ni modifica el entorno actual. Es importante académicamente, tanto para secundarias como universidades, ya que se cuenta con una mini central hidroeléctrica pionera en la provincia, y podría utilizarse como estudio de campo en materias específicas.

También se tiene en cuenta que se crearían puestos de trabajo, se mejoraría la calidad de la energía eléctrica de la zona y se podría desarrollar el turismo al igual que se explota en las grandes centrales.

Bajo nuestro criterio, y por los aspectos antes mencionados, consideramos que el proyecto es viable y altamente favorable para la provincia.

BIBLIOGRAFIA

- TRASANCOS JOSÉ GARCÍA. "INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN MEDIA Y BAJA TENSIÓN". 5º EDICIÓN. MADRID: THOMSON PARANINFO , 2007.
- QUADRI NÉSTOR P. "INSTALACIONES ELÉCTRICAS EN EDIFICIOS". 8º EDICIÓN. BUENOS AIRES: CESARINI HNOS, 2004.
- MUGUERZA DANIEL. "MICRO CENTRALES HIDROELECTRICAS" . DISPONIBLE EN: <http://exa.unne.edu.ar/fisica/maestria/modulo2/microturbinas/apuntemch.pdf>
- MATAIX CLAUDIO. "MECANICA DE LOS FLUIDOS Y MAQUINAS HIDRAULICAS". 2º EDICIÓN. MADRID: EDICIONES DEL CASTILLO, S.A.
- SÁENZ GERMAN MONSALVE. "HIDROLOGÍA EN LA INGENIERÍA". 2º EDICIÓN. MEXICO: ALFAOMEGA.
- AGUA Y ENERGIA. "CAUDALES MEDIOS MENSUALES-VOLUMENES CORRESPONDIENTES". INSTITUTO PROVINCIAL DEL AGUA LA RIOJA.
- "GUÍA PARA EL DESARROLLO DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA". ESHA 2006. DISPONIBLE EN: http://www.ugr.es/~gmmontes/archivos/guide_shp_es_01.pdf
- LEVY RUBÉN R. "INSTALACIONES ELECTRICAS SEGURAS". BUENOS AIRES: UNIVERSITAS LIBROS, 2011.
- PIANTONI MARIO A. "CENTRALES Y ESTACIONES ELECTRICAS". APUNTES DE CATEDRA.UNIVERSIDAD NACIONAL DE CORDOBA- FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, FISICAS Y NATURALES, 1997.
- COZ FEDERICO. "MANUAL DE MINI Y MICROCENTRALES HIDRAULICAS, UNA GUIA PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS". DISPONIBLE EN: <http://www.solucionespracticas.org.pe/publicaciones/pdf/0184065001303836107.pdf>
- VEN TE CHOW; DAVID R. MAIDMENT; LARRY W. MAYS. "HIDROLOGÍA APLICADA".SANTAFE DE BOGOTA COLOMBIA: MC GRAW-HILL, 1994.
- PAJUELO SANTOS VICTOR ALEJANDRO. "ESTUDIO DE LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA DEL MONZON". LIMA PERU 2007.

ANEXO I

CC-BOGORD-H-O-DU-ISM

EVALUACION HIDROLOGICA DE EL RIO AMARILLO (FAMATINA)

Para el diseño del proyecto, es necesario conocer el comportamiento del río en distintas épocas del año. En concreto, es importante calcular el caudal mínimo y el caudal de crecidas.

Para calcular el caudal mínimo, lo ideal es contar con una serie histórica de varios años del caudal del río, y así poder elaborar una curva de duración de caudales, y así determinar las estaciones secas y las estaciones de abundante caudal de agua, también determinaremos el caudal promedio de la cuenca, que es el caudal de diseño, con el que determinaremos las dimensiones de la turbina y la energía que se generará.

El presente estudio se realiza en la provincia de La Rioja departamento Famatina, la provincia presenta un invierno seco y frío, con frecuentes nevadas en las partes altas de la Cordillera. La primavera es seca, con temperaturas agradables y lluvias muy reducidas en los valles a partir del mes de noviembre. El verano es muy caluroso, con lluvias cortas y torrenciales en los meses de enero y febrero, originando crecientes cuya duración es variable.

ASPECTOS GENERALES DEL AMBITO DE ESTUDIO

En la provincia de La Rioja se distinguen tres sectores hidrológicos, los cuales presentan características diferentes, por lo que se consideran en forma individual cada uno de ellos. Estos sectores corresponden a: la falda este de la Sierra de Famatina; la cuenca del Río Bermejo incluyendo al Río Grande del Valle Hermoso y los afluentes al Bolsón de Jagüé; y por último la región del Altiplano y los arroyos que descienden desde éste hacia la cuenca del Río Bermejo.

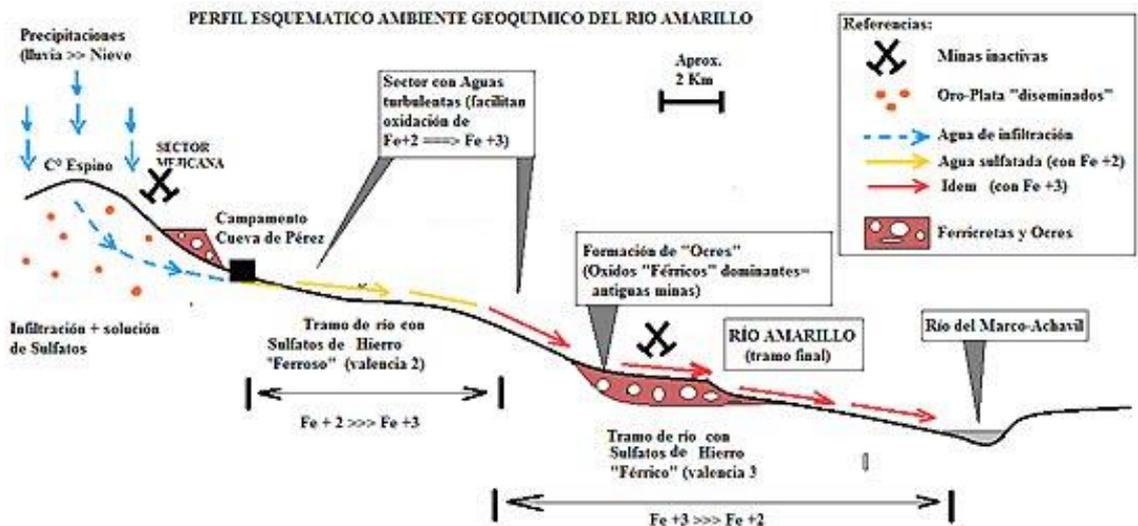
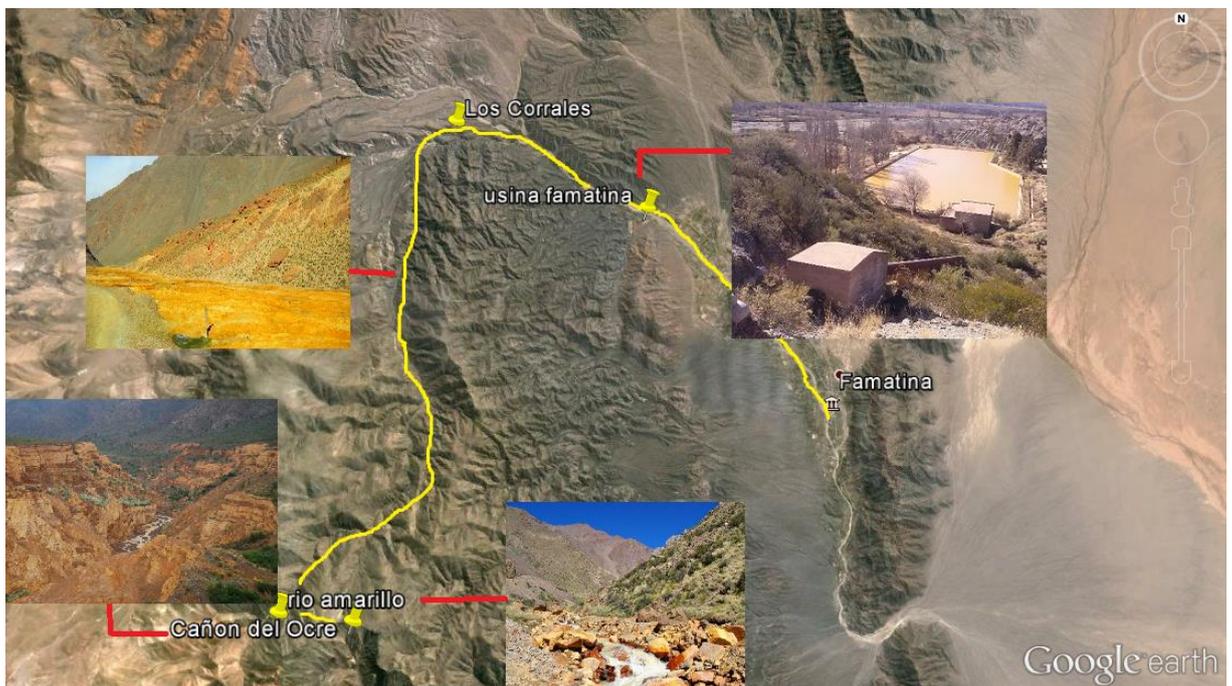
En cuanto a lo que nos concierne a nuestro proyecto nos referiremos al sector de la falda este de la Sierra de Famatina. Este sector está comprendido por tres valles paralelos a la Sierra de Famatina, con orientación Norte-Sur, a saber: Valle de Guanchín, Valle de Famatina - Chilecito y el Valle de Antinaco - Los Colorados.

Los cursos de agua de este sector pertenecen al sistema hidrográfico de los ríos interiores sin derrame al mar de la falda sureste de la sierra de Famatina. Esta sierra es centro de acumulación de aguas de deshielo y lluvias que proporcionan los caudales permanentes para la irrigación de las áreas agrícolas de Famatina, Chilecito, Nonogasta y Sañogasta. Los ríos colectores de todo el sector son el río amarillo (es el que llega a la central hidroeléctrica), Durazno y Miranda cuyas

aguas son captadas para riego prácticamente en su totalidad antes de su desembocadura en los Bajos de Santa Elena.

HIDROGRAFIA

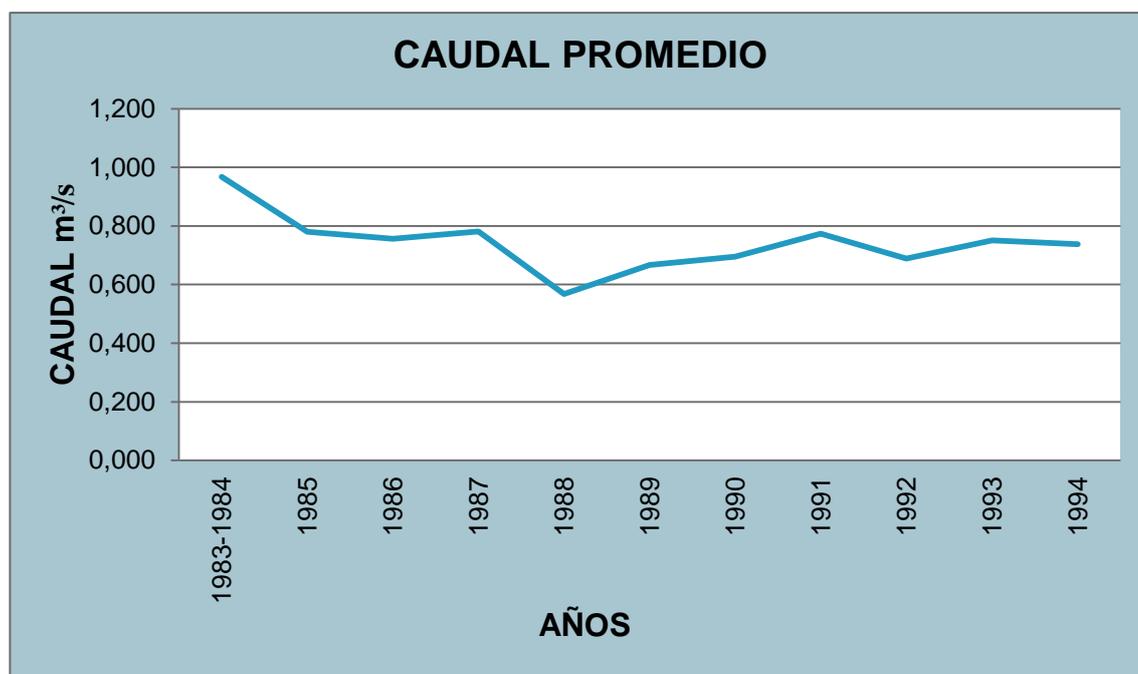
El río Amarillo, ubicado sobre el faldeo oriental del Cinturón de Famatina, presenta en su lecho precipitados secundarios asociados al sistema de drenaje ácido. Este río drena en sus nacientes el Distrito minero Nevados de Famatina con yacimientos tipo pórfidos de Cu (Mo-Au) y epitermales de Cu-Au, los cuales han sido explotados por labores subterráneas hasta 1925 (mina La Mejicana).



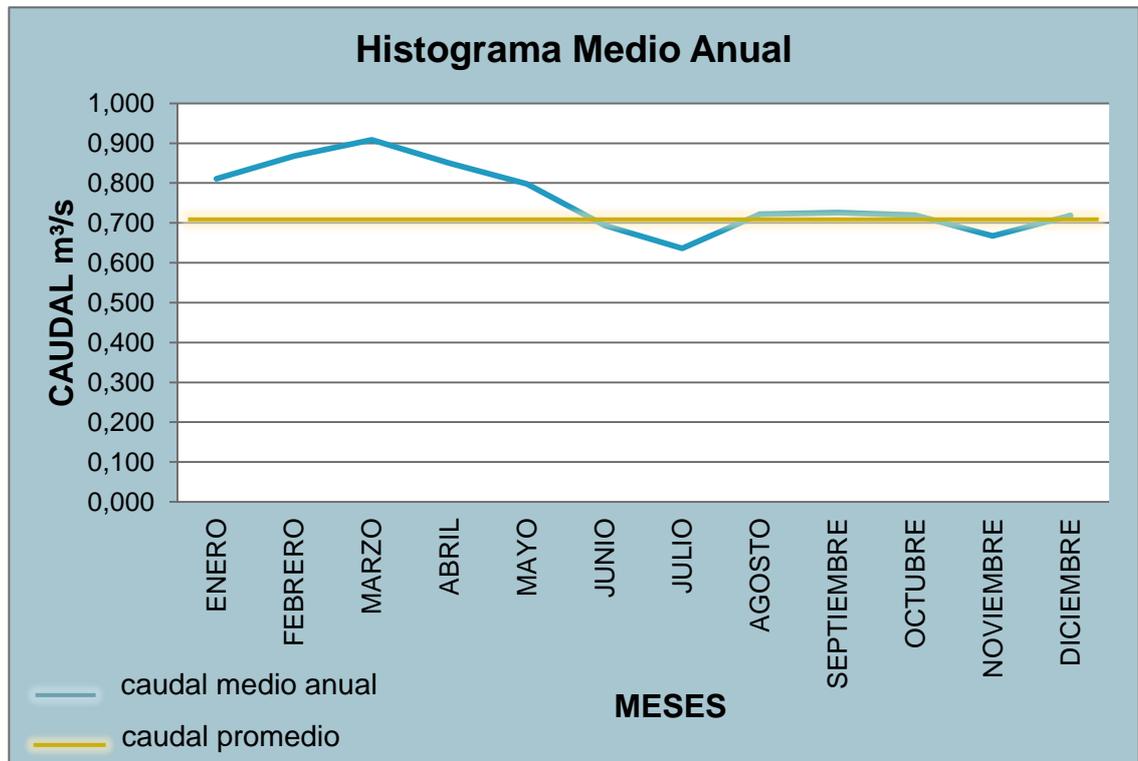
El río Amarillo, con una cuenca de 440 kilómetros cuadrados y un caudal medio anual de 0,742 metros cúbicos por segundo, siendo el máximo promedio anual de 1221 litros por segundo y el mínimo de 361 litros por segundo. Los caudales de aforados se muestran en el apéndice 1 del presente anexo.

De los innumerables y diseminados depósitos de agua de las altas cumbre de los Nevados del Famatina, es decir, de la fábrica de agua del Famatina, surgen tres ríos, el Amarillo, el Marco y el Achavil. Se unen todas las aguas en la zona de Los Corrales, constituyendo el río Amarillo, que precisamente tiene un color de intenso ocre (es el nombre que se aplica típicamente a un mineral ferroso consistente en óxido de hierro hidratado, que frecuentemente se presenta mezclado con arcilla, y que suele ser amarillento, anaranjado o rojizo), el cauce del río amarillo pasa por el llamado "Cañón del OCRE" ubicado a una altura de 3873 msnm, el agua arrastra parte del mineral y se forma el color propio del río. Esta es el agua que aprovechan para riego en el Valle de Famatina y Plaza Vieja.

De los datos obtenidos de los aforos de la biblioteca de IPALAR (Instituto Provincial del Agua La Rioja) sede Famatina, ex Agua y Energía Eléctrica (ENDE), hemos confeccionado una planilla y gráficos. Si no se tienen en cuenta los caudales de crecidas sobre los que no se poseen datos, y que nosotros no pudimos observar por haberse hecho los estudios en épocas magras, el caudal promedio que comprenden entre enero de 1983 a julio 1994 es de $Q_m = 0,742 \text{ m}^3/\text{s}$ con estos datos podemos realizar el siguiente histograma de caudales promedios:



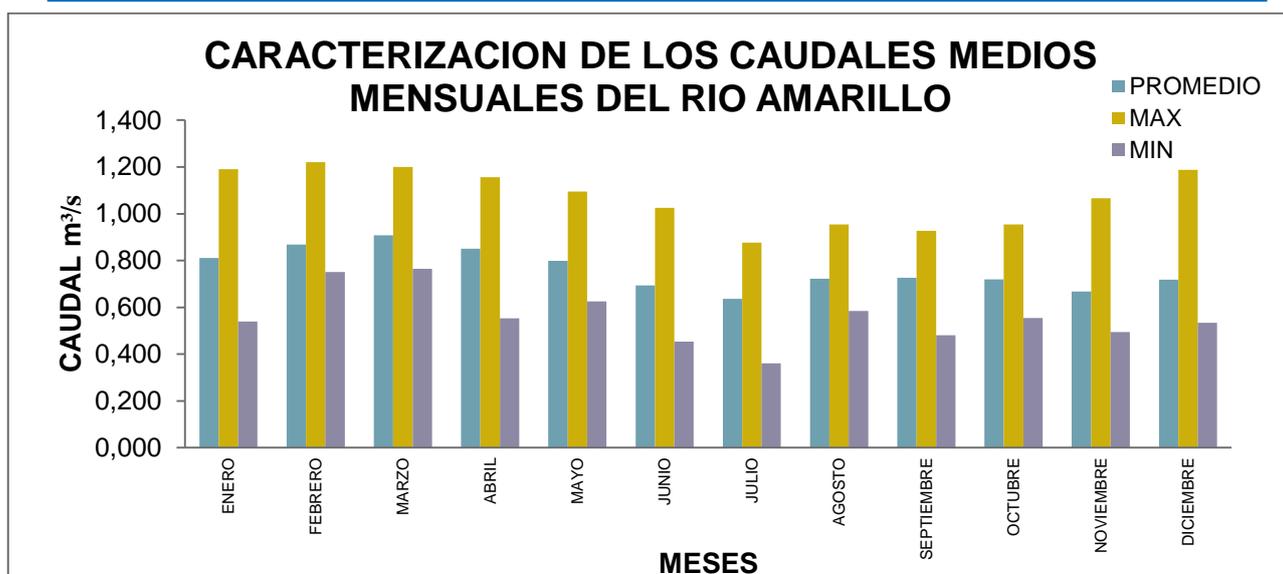
Con el histograma anterior podemos realizar un histograma de caudal medio anual y determinar el caudal promedio de $0.742 \text{ m}^3/\text{s}$ del río.



Como se puede observar la época de mayores caudales de base se presenta en verano y parte del invierno. Las magras anuales se presentan generalmente en junio y julio y en los últimos meses del año, pero entonces sobrevienen las crecidas provocadas por las lluvias, por lo que el histograma se eleva sobre la base.

Este diagrama se traza en base a los caudales medios mensuales. Su ordenada al origen son los caudales en metros cúbicos por segundos, y su abscisa el tiempo en meses de las observaciones de dichos caudales.

La variación temporal de los caudales medios mensuales del Rio Amarillo se muestra en el siguiente gráfico:



ANALISIS DE FRECUENCIA DE LOS CAUDALES MEDIOS MENSUALES

Para el caudal máximo de $Q = 1,221 \text{ m}^3/\text{s}$ puede verse que el caudal máximo excede este nivel 6 veces durante el periodo de registro, con intervalo de recurrencia que varía de uno a 4 años, tal como se ve en la siguiente tabla:

AÑO DE EXCEDENCIA	1983	1984	1985	1986	1987	1991	PROMEDIO
INT. DE EXC	1	1	1	1	1	4	1,5

Para los datos acerca del río existen 1,5 intervalos de recurrencia que cubren el periodo de 9 años entre la primera y la última excedencia de $1,221 \text{ m}^3/\text{s}$, luego el periodo de retorno de un caudal máximo anual de $1,221 \text{ m}^3/\text{s}$ en el río amarillo es de aproximadamente de 1,5 años.

El periodo de retorno T_E de magnitudes de eventos deducidos de una serie de excedencia anual se relaciona con el correspondiente periodo de retorno T para magnitudes deducida en la serie máxima anual.

$$T_E = \left[\ln \left(\frac{T}{T-1} \right) \right]^{-1}$$

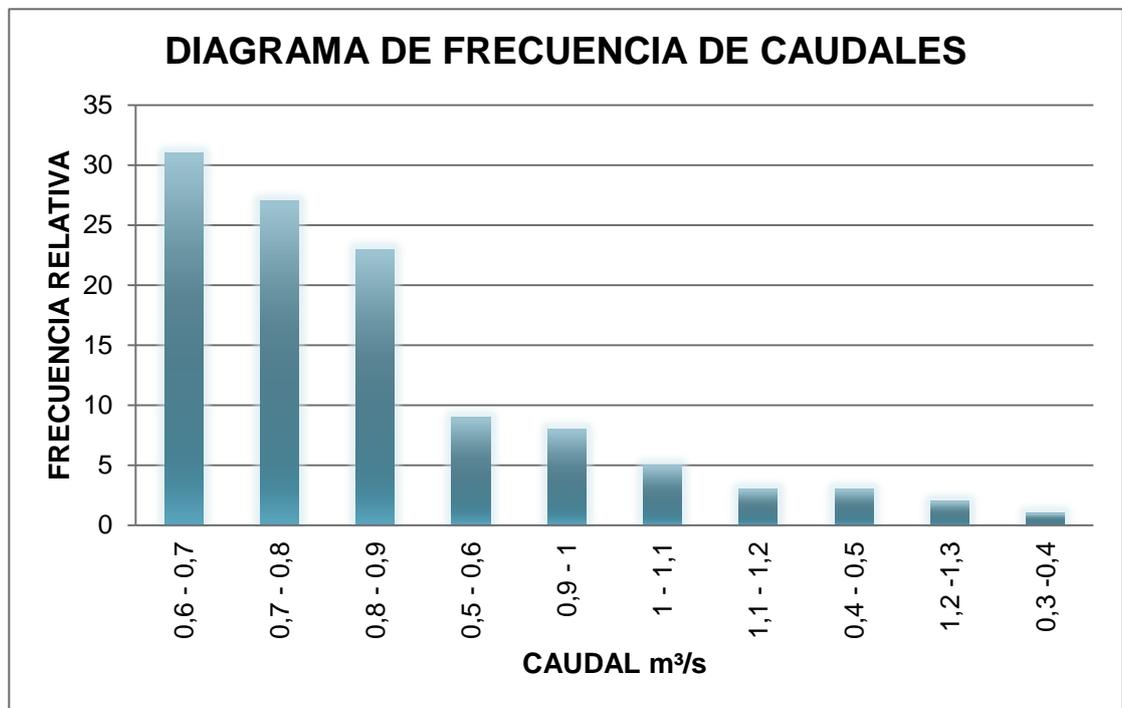
$$T_E = 0.91$$

La serie de excedencia anual está limitada por el hecho de que puede ser difícil de verificar que todas las observaciones son independientes; usualmente es mejor utilizar la serie de máximos anuales para el análisis.

DIAGRAMA DE FRECUENCIA

CLASE	FRECUENCIA	%ACUMULADO
0,6 - 0,7	31	27,67
0,7 - 0,8	27	24,1
0,8 - 0,9	23	10,5
0,5 - 0,6	9	8,03
0,9 - 1	8	7,14
1 - 1,1	5	4,46
1,1 - 1,2	3	2,67
0,4 - 0,5	3	2,67
1,2 - 1,3	2	1,78
0,3 - 0,4	1	0,89

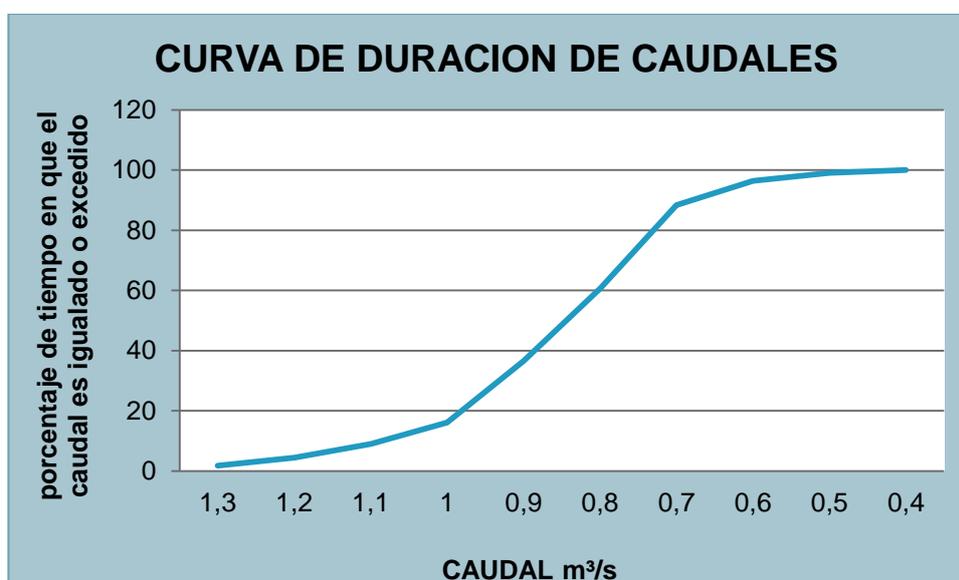
El diagrama de frecuencia de caudal, de acuerdo al cuadro anterior será:



Para determinar la curva de duración o permanencia de caudales procedemos a realizar el siguiente cuadro de frecuencias:

CAUDALES	FRECUENCIA ABSOLUTA	FRECUENCIA ABSOLUTA ACUMULADA	FRECUENCIA ACUMULADA RELATIVA
1,3	2	2	1,78
1,2	3	5	4,46
1,1	5	10	8,93
1	8	18	16,07
0,9	23	41	36,6
0,8	27	68	60,71
0,7	31	99	88,39
0,6	9	108	96,42
0,5	3	111	99,11
0,4	1	112	100

Con los datos de la tabla anterior construimos la curva de duración de caudales la cual se grafican los valores de caudal con relación a la frecuencia acumulada relativa correspondiente:



Con la curva de duración de caudales se deduce las características de la cuenca la cual se utiliza principalmente la parte de los extremos del gráfico.

La caracterización del río según la gráfica nos dice en la parte final de la curva que se trata de un río de caudal mínimo intermitente, también que se caracteriza por tener un buen sistema de drenaje superficial, y por una alta permeabilidad. Al comienzo de la curva determinamos un menor número de caudales bajos, lo que significa que corresponde a un río pequeño, cuyas crecientes duran mucho; también que el área de drenaje no puede ser muy grande por lo que implica que estaría en zona montañosa, que las precipitaciones se dan en periodos cortos del año y que podría tener un buen drenaje y poca retención de agua.

Con la curva de permanencia de caudales vamos a determinar el caudal medio utilizable donde:

$$Qu = \frac{1}{N} \left[Qd \cdot l + \int_l^N Q(t) dt \right]$$

$$Qu = 0,752 \frac{m^3}{s}$$

N = número de ocurrencias de caudal

l = número de ocurrencias de caudal correspondiente al corte de Q_d con la curva de duración de caudales.

$Q_{(t)}$ = valores del caudal correspondientes a diferentes ocurrencias acumuladas en la curva de duración de caudales

Q_d = caudal máximo m^3/s

Q_u = caudal medio utilizable m^3/s

Como se puede observar el caudal medio utilizable está comprendido entre el caudal máximo derivado y el caudal mínimo observado.

Como se puede ver también el caudal medio utilizable es aproximadamente igual a caudal promedio.

$$Q_{max} \cong Q_{min}$$

Cálculo de volumen de la pileta de carga

Vamos a determinar si el volumen de la pileta de carga es el adecuado, y también determinaremos la capacidad de la pileta para varios periodos de sequía y adoptar la mayor capacidad encontrada.

Utilizaremos la ley de regulación donde la mínima capacidad de la pileta para atender la ley de regulación está dada por la diferencia entre el volumen acumulado que sería necesario para atender el periodo más crítico de sequía y el volumen acumulado que afluye a la pileta de carga en el mismo periodo, en donde tenemos que la ley de regulación es:

$$Y(t) = \frac{Qr(t)}{Q}$$

En donde:

Q = es el caudal promedio natural del periodo considerado

$Qr(t)$ = es el caudal regulado en función del tiempo

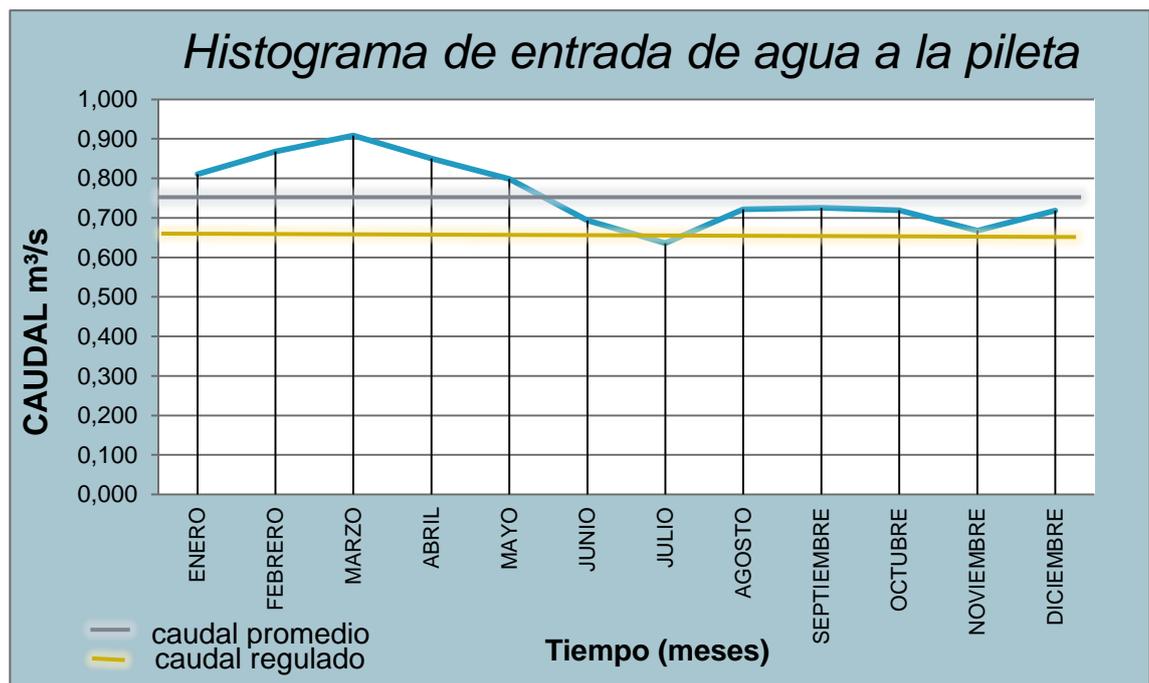
Tomando la siguiente consideración:

$$Y(t) = \frac{Qr(t)}{Q} = 1$$

$$Y(t) = \frac{0,65}{0,742} = 0,876$$

Lo que significa que se desea un caudal regulado, que es con el que va a trabajar la turbina, es constante y menor al caudal promedio.

A continuación realizamos un histograma de la entrada del agua a la pileta de carga:



Como podemos observar el periodo crítico para la ley de regulación adoptada y los caudales presentados en el grafico anterior está definido por los meses de junio, julio y el mes de noviembre, pero no nos influye en nada ya que el caudal que utilizaremos es mayor al que se utilizara en la turbina. Por lo que a la pileta de carga no será necesario realizarle ninguna ampliación. Esta tiene un volumen de 5500 m³ de reserva para solventar los picos de demanda para la generación.

A continuación determinamos un cuadro en el cual damos a conocer el volumen de la pileta de carga en el tiempo de acuerdo con la regulación del caudal de la pileta.

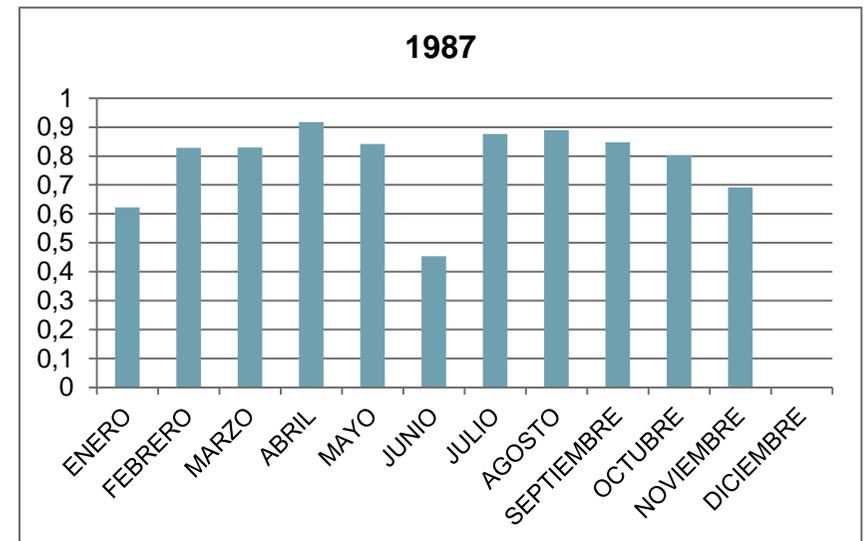
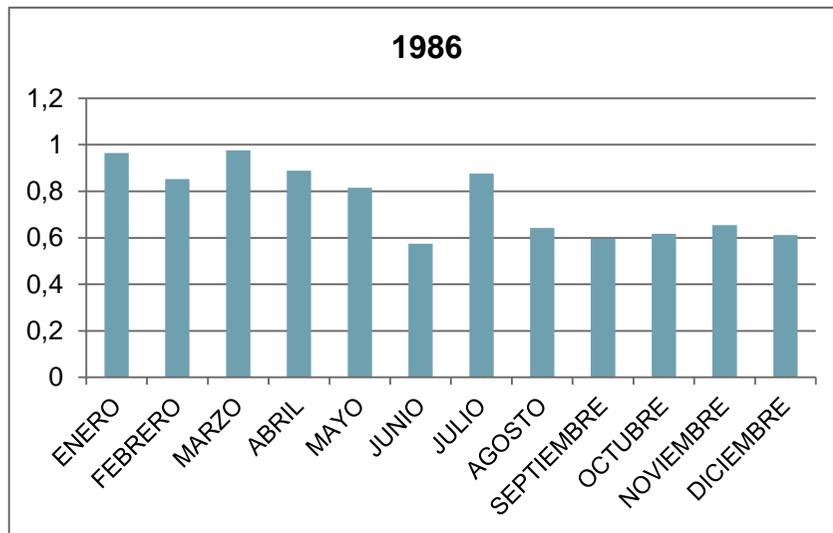
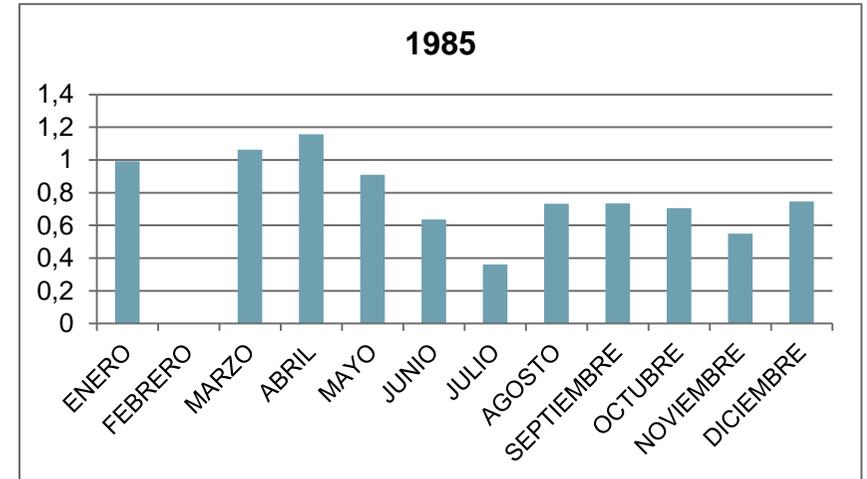
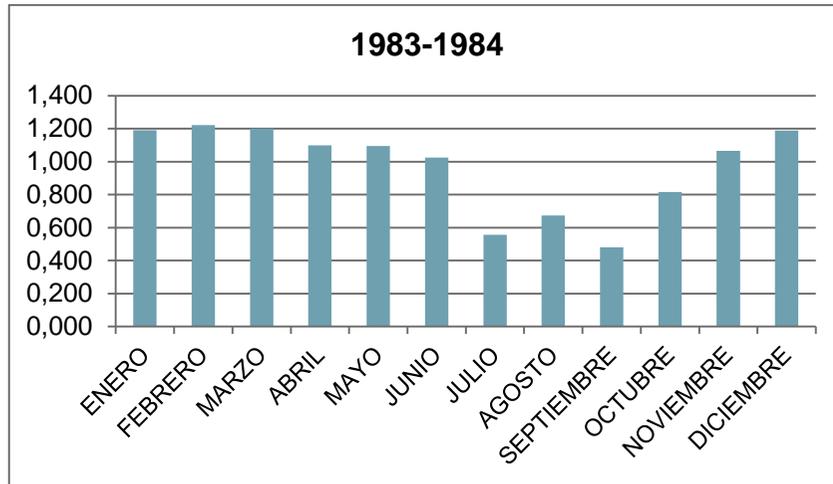
REGULACION DE CAUDALES									
PERIODO									
AÑOS	MESES	Q (m3/s)	Qr demanda (m3/s)	Volumen de diferencia	Diferencia acumulada	Volúmenes disponibles acumulados	Volumen de demanda acumulada	Volúmenes actuales de la pileta	Situación de la pileta
1	ENE	0,758	0,65	0,158	0	0,758	0,6	0,6	LI
	FEBR	0,885	0,65	0,285	0	1,643	1,2	0,6	LI
	MAR	0,765	0,65	0,265	0	2,408	1,8	0,6	LI
	ABR	0,553	0,65	-0,047	-0,047	2,961	2,4	0,553	D
	MAY	0,802	0,65	0,202	0	3,763	3	0,6	S
	JUN	0,761	0,65	0,261	0	4,524	3,6	0,6	LI
	JUL	0,467	0,65	-0,133	-0,133	4,991	4,2	0,467	D
	AGO	0,720	0,65	0,12	0	5,711	4,8	0,6	S
	SEPT	0,736	0,65	0,136	0	6,447	5,4	0,6	LI
	OCT	0,668	0,65	0,062	0	7,115	6	0,6	LI
	NOV	0,605	0,65	0,005	0	7,72	6,6	0,6	LI
	DIC	0,614	0,65	0,014	0	8,334	7,2	0,6	LI
2	ENE	0,689	0,65	0,089	0	9,023	7,8	0,6	LI
	FEBR	0,814	0,65	0,214	0	9,837	8,4	0,6	LI
	MAR	0,856	0,65	0,256	0	10,693	9	0,6	LI
	ABR	0,792	0,65	0,192	0	11,485	9,6	0,6	LI
	MAY	0,689	0,65	0,089	0	12,174	10,2	0,6	LI
	JUN	0,703	0,65	0,103	0	12,877	10,8	0,6	LI
	JUL	0,619	0,65	0,019	0	13,496	11,4	0,6	LI
	AGO	0,770	0,65	0,170	0	14,266	12	0,6	LI
	SEPT	0,774	0,65	0,174	0	19,3	16,17	0,6	LI
	OCT	0,833	0,65	0,233	0	19,8	16,94	0,6	LI
	NOV	0,708	0,65	0,108	0	20,3	17,71	0,6	LI
	DIC	0,766	0,65	0,166	0	21	18,48	0,6	LI

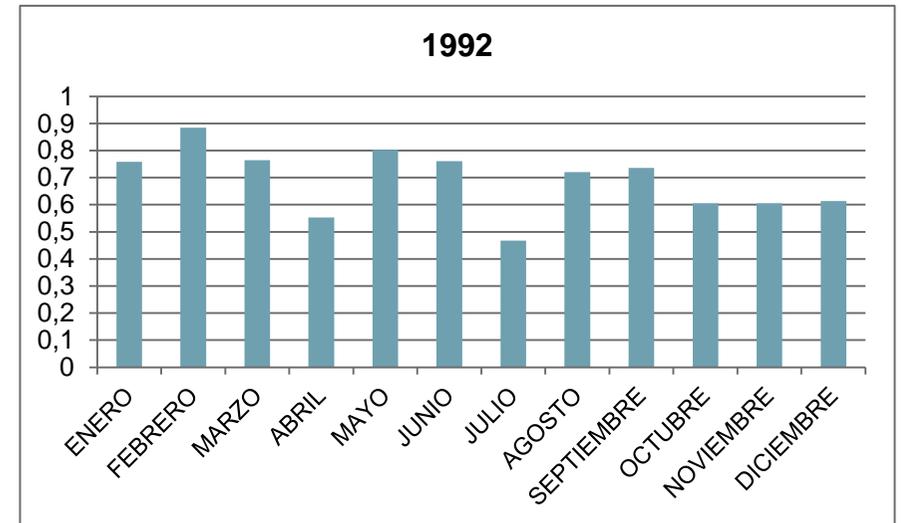
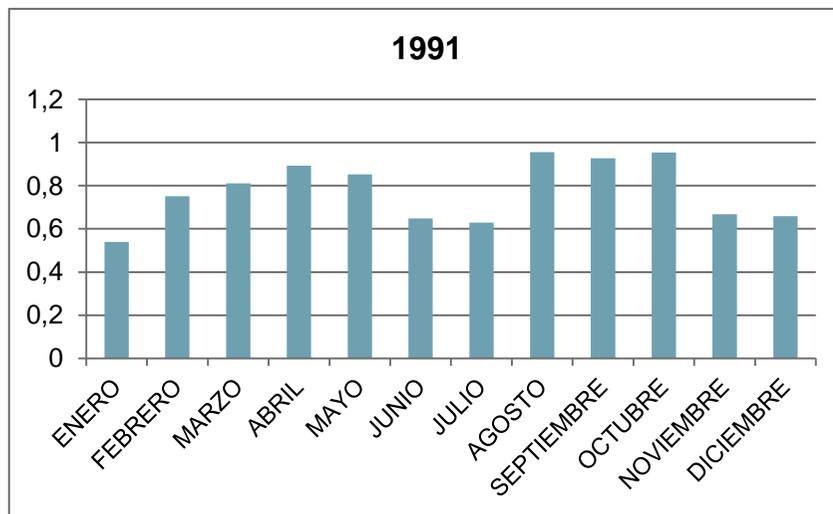
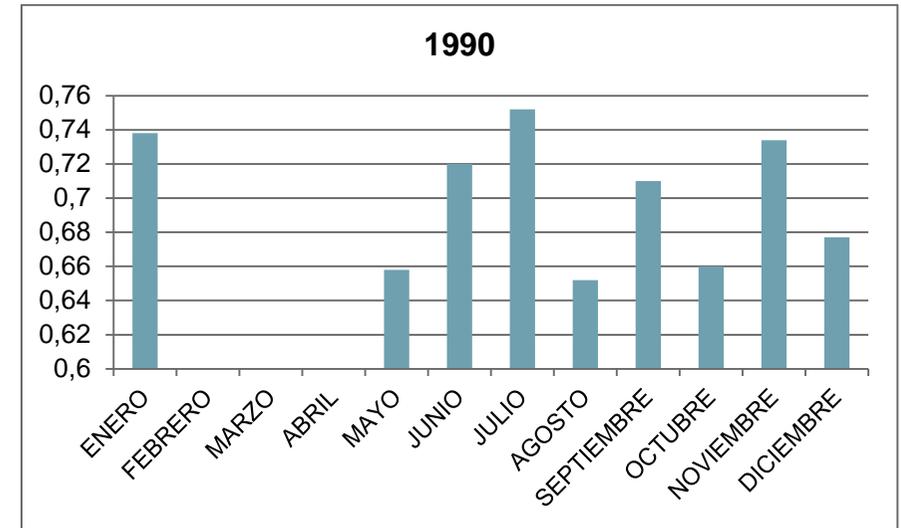
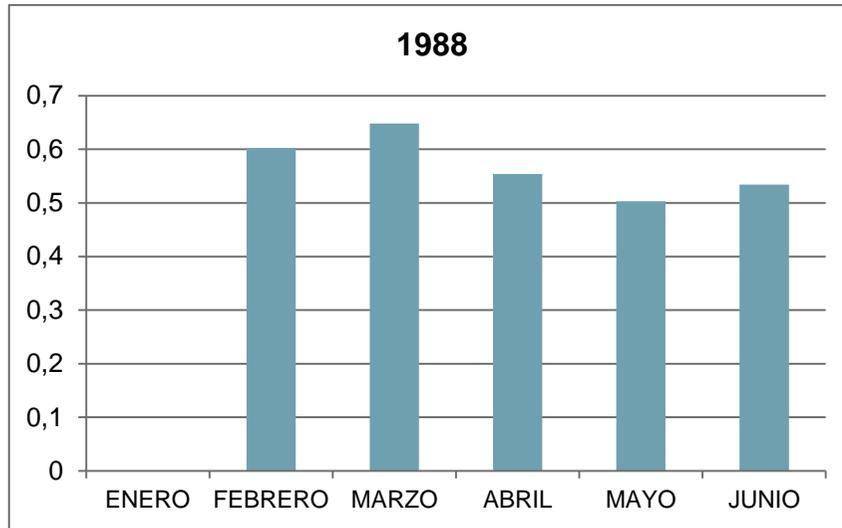


APPENDIX 1

PLANILLA DE AFOROS

Rio	Amarillo															Latitud:	28° 55'	
Lugar	Famatina															Longitud:	67° 38'	
Provincia	La Rioja															Altitud:	1890 m	
Cuenca	Varias Velasco															Sup Cuenca:	440 m ²	
CAUDALES EN m³/seg																		
AÑOS	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	D.anual Hm ³	caudal especifico m ³ /s	esc s/cuenca mm	medio anual	MINIMO ANUAL	MAXIMO ANUAL
1983-1984	1,191	1,221	1,2	1,099	1,095	1,025	0,556	0,674	0,481	0,817	1,066	1,188	30,5	2,2	69,33	0,968	0,481	1,221
1985	0,993		1,062	1,157	0,91	0,635	0,361	0,733	0,734	0,704	0,55	0,746	22,53	1,62	51,2	0,78	0,361	1,157
1986	0,965	0,853	0,976	0,888	0,815	0,575	0,876	0,642	0,596	0,618	0,655	0,612	23,87	1,72	54,25	0,756	0,575	0,976
1987	0,623	0,828	0,829	0,917	0,842	0,453	0,876	0,889	0,847	0,803	0,692		22,64	1,63	51,46	0,782	0,453	0,917
1988	ROTURA DEL LIMNIGRAFO							0,602	0,648	0,554	0,503	0,534	7,51	0,54	17,07	0,568	0,503	0,648
1989	0,768	0,812		0,612	0,626	0,701	0,608	0,584	0,807	0,648	0,494	0,672	19,28	1,39	43,83	0,667	0,494	0,812
1990	0,738				0,658	0,72	0,752	0,652	0,71	0,66	0,734	0,677	16,51	1,19	37,53	0,7	0,652	0,752
1991	0,54	0,751	0,81	0,892	0,853	0,648	0,629	0,955	0,927	0,954	0,668	0,658	24,42	1,76	55,5	0,774	0,54	0,955
1992	0,758	0,885	0,765	0,553	0,802	0,761	0,467	0,72	0,736	0,605	0,605	0,614	21,71	1,56	49,34	0,689	0,467	0,885
1993	0,689	0,814	0,856	0,792	0,689	0,703	0,619	0,77	0,774	0,833	0,708	0,766	23,69	1,71	53,83	0,751	0,619	0,856
1994	0,84	0,779	0,771	0,744	0,692	0,717	0,619						13,5	0,97	30,68	0,737	0,619	0,84
PROMEDIO	0,811	0,868	0,909	0,85	0,798	0,694	0,636	0,722	0,726	0,7196	0,668	0,719	20,56	1,48	46,73	0,743		
MAXIMO	1,191	1,221	1,2	1,157	1,095	1,025	0,876	0,955	0,927	0,954	1,066	1,188	30,5	2,2	69,33	30,503		
MINIMO	0,54	0,751	0,765	0,553	0,626	0,453	0,361	0,584	0,481	0,554	0,494	0,534	7,51	0,54	17,07	0,361		





ANEXO II

**I
M
P
A
C
T
O

A
M
B
I
E
N
T
A
L**

ESTUDIO DEL IMPACTO AMBIENTAL

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN
 - 1.1. Antecedentes
 - 1.2. Objetivo
2. MARCO LEGAL APLICABLE
 - 2.1. Nacional
 - 2.2. Provincial
3. DESCRIPCIÓN DEL AMBIENTE

Ubicación y descripción ambiental del área de influencia

 - 3.1. Ubicación geográfica
 - 3.2. Croquis de ubicación
 - 3.3. Información general del entorno
 - 3.4. Orografía
 - 3.5. Geomorfología
 - 3.6. Clima
 - 3.7. Cuerpos de agua en la zona de estudio
 - 3.8. Sismología
 - 3.9. Calidad del Aire
 - 3.10. Ruidos
 - 3.11. Flora y fauna
 - 3.12. Identificación de áreas protegidas
 - 3.13. Aspectos socio-económicos y culturales
 - 3.14. Centro médico más cercano al emplazamiento
4. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO
 - 4.1. Justificación del estudio
 - 4.2. Localización de la Mini Central
 - 4.3. Área de influencia
 - 4.4. Vinculación. Distancia a centros de interés
 - 4.5. Descripción del emplazamiento
 - 4.6. Infraestructuras en el predio
 - 4.7. Equipamiento a instalar
 - 4.8. Generación de efluentes líquidos
 - 4.9. Generación de residuos
 - 4.10. Generación de material particulado
 - 4.11. Producción de ruidos y vibraciones
 - 4.12. Emisiones de Calor
 - 4.13. Agua. Fuente. Calidad y cantidad
 - 4.14. Energía. Origen
 - 4.15. Insumos y productos químicos utilizados
 - 4.16. Monitoreo y control ambiental
5. DESCRIPCIÓN DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES
 - 5.1. Impacto sobre las aguas
 - 5.1.1. Consumo del recurso
 - 5.1.2. Impacto sobre la calidad del agua en función de su uso actual y potencial
 - 5.2. Impacto sobre la calidad del aire
 - 5.2.1. Contaminación con gases y partículas en suspensión
 - 5.2.2. Contaminación acústica y por vibraciones
 - 5.3. Impacto sobre el suelo
 - 5.3.1. Grado de afectación del uso actual y potencial
 - 5.4. Impacto sobre la vegetación/cultivos
 - 5.5. Impacto sobre el ámbito sociocultural
 - 5.6. Impacto sobre la infraestructura de servicios
6. MATRIZ DE EVALUACIÓN DE IMPACTOS
 - 6.1. Metodología de identificación y ponderación de impactos ambientales
 - 6.2. Matriz de impacto ambiental
7. PLAN DE CONTINGENCIAS
 - 7.1. Plan de Manejo Ambiental
 - 7.2. Gestión de residuos peligrosos
 - 7.3. Control de emisiones gaseosas
 - 7.4. Medidas Relativas a la Seguridad
 - 7.5. Gestión de efluentes
 - 7.6. Plan de Acción Frente a Contingencias Ambientales
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
9. BIBLIOGRAFÍA

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

En el año 1958 se construyó la mini central con el objeto de aprovechar la energía potencial derivada de la caída por gravedad del cauce del Río Amarillo (energía hidráulica) y transformarla en energía eléctrica para abastecer y maximizar el rendimiento de la red existente.

A comienzos de la década del '70, se conecta Famatina con el sistema interconectado nacional, debido a que la potencia de la central no satisfacía la demanda. Esto provocó que la central quede fuera de servicio encontrándose actualmente en total estado de abandono y con la "desaparición" de equipos e infraestructuras.

Las obras civiles anexas, también se encuentran abandonadas y parcialmente destruidas por el paso del tiempo, necesitando las reparaciones correspondientes para su puesta en funcionamiento, e incluso algunas reformas de acuerdo al nuevo proyecto.

Por todo lo expuesto, el cauce del río se ha conducido por un canal alternativo que se utiliza para el riego de algunas fincas de la zona.

En este proyecto, se considera la puesta en valor de las obras existentes y la instalación de una turbina de nueva generación con el propósito de evaluar la conveniencia de poner nuevamente en marcha la mini central y aportar 157 KVA a la red de distribución de energía eléctrica, utilizando la energía hidráulica que provee el Río Amarillo sin interrumpir la dotación de agua para riego.

De acuerdo a la ley provincial N° 7801 de Medio Ambiente se debe realizar un Estudio de Impacto Ambiental previo a la concreción de los proyectos, especialmente cuando la variable que está en juego es el agua, muy crítica en nuestra provincia.

Los Estudios de Impacto Ambiental son herramientas muy valiosas para la Autoridad de Aplicación, ya que permite conocer en detalle el desarrollo del proyecto en sus distintas fases, identificar sus puntos críticos, evaluar los impactos sobre el ambiente y el uso de los recursos naturales, prevenir y/o mitigar esos efectos y ejercer un seguimiento o control de las actividades.

La realización del EIA se estructuró en dos fases:

1) Visitas a la zona donde se encuentra instalada la mini central hidroeléctrica, actualmente en desuso, donde se realizó un exhaustivo análisis del estado de la infraestructura y la obra civil anexa.

Relevamiento de datos actuales de caudal, uso del agua, calidad, ordenamiento territorial, caracterización de actividades productivas en la zona de influencia del proyecto. Todo ello con el objeto de identificar los impactos que puede generar el proyecto.

En tal sentido, se ha evaluado el área de afectación de las instalaciones, la utilización de procedimientos apropiados y su entorno próximo; como asimismo la definición de medidas y procedimientos necesarios para mitigar, minimizar y /o eliminar los impactos negativos sobre:

- población
- recursos ambientales
- recursos culturales
- recursos visuales
- aspectos socioeconómicos

2) Trabajo de gabinete consistió en la búsqueda de antecedentes, tratamiento e interpretación de los datos obtenidos en las visitas, identificación y valoración de impactos potenciales, y elaboración de medidas preventivas y/o correctivas de los impactos negativos más significativos.

1.2. Objetivos

El objetivo del presente estudio es efectuar un exhaustivo análisis de las áreas afectadas, a fin de garantizar que las actividades desarrolladas durante la reactivación y funcionamiento de la mini central ocasionen el menor impacto ambiental posible, contemplando en tal sentido la adopción de los procedimientos más adecuados para evitar, minimizar y/o corregir totalmente los mismos.

1.2.1. Objetivos específicos

- Identificar, describir, evaluar los impactos ambientales más significativos que potencialmente se producirán por efecto de la reactivación, su operación y mantenimiento de la mini central hidroeléctrica.
- Formulación del plan de manejo ambiental con sus respectivos programas y cronogramas de ejecución.

2. MARCO LEGAL DE REFERENCIA

2.1. La legislación argentina y los incentivos a las fuentes renovables de energía

Los cambios de modalidad organizacional en los sistemas energéticos en la década del 90 determinaron que Argentina pasara de una modalidad de control central a una de mercado abierto, en la que el Estado no tiene el control directo sobre las decisiones de inversión y producción. En los casos en que por divergencias entre los intereses privados y sociales, por presencia de externalidades así como por existencia de recursos de propiedad común, se requiere de políticas activas de parte del Estado, este, más que de instrumentos de acción directa, dispone fundamentalmente de instrumentos inductivos o de fomento – impuestos y subsidios sobre los precios de la energía, campañas de difusión, concientización, educación y formación técnica- tendientes a influir sobre la racionalidad de los actores del mercado energético.

Puede decirse que estos instrumentos están presentes en la legislación argentina que en los últimos años ha tendido a impulsar el uso de fuentes renovables de energía. La Ley Nacional 25019, promulgada en 1998 (aunque reglamentada recién a fines de 1999 y puesta en vigencia en 2001, en plena recesión económica) declara de interés nacional la generación de energía de origen eólico y solar en todo el territorio nacional. Prevé:

a) el diferimiento de las sumas a abonar por IVA por las inversiones de capital destinadas a instalaciones de centrales o equipos eólicos o solares por 15 años a partir de la promulgación de la ley (art. 3).

b) la afectación de recursos del Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior (art. 70, Ley 24065) para la promoción, por parte del Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), de la generación eólica y solar (art. 4).

c) la conformación de un Fondo Fiduciario de Energías Renovables, administrado por el CFEE destinado a remunerar por un periodo de 15 años, con hasta 0,015 \$/ kWh a sistemas eólicos, geotérmicos, de mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás y sistemas hidroeléctricos (en este caso de hasta treinta megavatios de potencia) que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicio público y con 0,9 \$/ kWh a sistemas de generadores fotovoltaicos solares destinados a la prestación del servicio público (art. 5).

d) otorgamiento de estabilidad fiscal por el término de 15 años para las actividades de generación eólica y solar que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicio público (art. 7).

La Ley Nacional 26190 –Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica-, promulgada en 2006 declara “de interés nacional al generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad” (art. 1) a la vez que “establece como objetivo del presente régimen lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el ocho por ciento (8%) del consumo de energía eléctrica nacional en un plazo de diez (10) años a partir de la puesta en vigencia del presente régimen” (art. 2). Incluye dentro de la categoría de energías renovables beneficiarias del régimen de promoción a las mismas que se consideran en la ley 25019. En el artículo 6 enumera las políticas públicas a aplicar para promover la inversión en el campo de las energías renovables: elaborar, junto con las jurisdicciones provinciales de un “Programa para el Desarrollo de Energías Renovables”, coordinar con universidades e institutos de investigación el desarrollo de tecnologías aplicables al aprovechamiento de fuentes de energía renovables, celebrar acuerdos de cooperación internacional con organismos especializados en investigación y desarrollo de fuentes renovables de energía, definir acciones de difusión en la sociedad para concienciar sobre los beneficios de la utilización de fuentes de energía renovables, promover capacitación y formación de recursos humanos en todos los campos de aplicación de energías renovables. Instituye además un “Régimen de Inversiones” mediante el cual la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables gozarán de los beneficios de devolución anticipada (IVA) y amortización acelerada (Impuesto a las Ganancias) previstos en la Ley 25924 (de Promoción de Inversiones en Bienes de Capital e Infraestructura) a la vez que los bienes afectados a la actividad promocionada no integrarán la base imponible del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta (Ley 25063) hasta el tercer ejercicio cerrado con posterioridad a la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo.

Por otra parte, la Ley Nacional 26093 promulgada en abril del 2006 (y reglamentada a través del decreto 109/2007) establece un “Régimen de Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles” con una vigencia de 15 años a partir de su promulgación. La mayoría de las jurisdicciones provinciales han promulgado leyes adhiriendo a esta ley nacional (Santa Fe, Ley 12691/06, Corrientes, Ley 5744/06, Jujuy, Ley 5534/06, Mendoza, Ley 7560/06, San Juan, Ley 7715/06, Córdoba, ley 9397/07, Buenos Aires, ley 13719/07, Santa Cruz, Ley 2962/07) (Preciado Patiño, J, 2007).

2.2. Legislación provincial

A nivel de los gobiernos provinciales se están también llevando a cabo acciones tendientes a impulsar la utilización de energías renovables. Ejemplos de ello son las leyes provinciales 12603/01 (Buenos Aires), 4389/98 (Chubut), 7549/04 (Mendoza), 2796/05 (Santa Cruz), 295/96

(Tierra del Fuego), 12503/05 y 12692/06 (Santa Fe) que en algunos casos prevén incentivos al precio de las energías renovables enviadas al Mercado Eléctrico Mayorista o al servicio público, y/o eximen de gravámenes provinciales a las actividades de generación de este tipo de energías en sus jurisdicciones.

Las políticas públicas en materia de Energías Renovables son impulsadas por la Secretaría de Energía de la Nación (SE), en el área de la Dirección de Promoción (DPRON) (perteneciente a la Subsecretaría de Energía Eléctrica) quien es responsable de: a) proponer la implementación de las leyes que al efecto establezca el parlamento nacional - orientadas al cumplimiento de las metas que en la materia se establezcan a nivel nacional, a nivel regional y/o internacional, b) formular sistema de información geográfico aplicados a recursos y proyectos de energías renovables, c) coordinar propuestas normativas y d) desarrollar experiencias demostrativas en materia de regulación y tecnología. Dentro de la DPRON existe la Coordinación de Energías Renovables cuya responsabilidad es orientar la formulación de propuestas para el diseño de la política sectorial en materia de energías renovables. Las actividades básicas que a los efectos de la formulación de políticas se realizan son a) identificación de proyectos de energías renovables ampliando la base de datos existentes, para facilitar la promoción de las actividades dentro del sector energético, b) acompañamiento institucional a la difusión de proyectos en el ámbito nacional y provincial, c) actualización permanente de las bases de información sobre las distintas tecnologías, d) coordinación de acciones de cooperación internacional para asegurar una adecuada aplicación de recursos en cuanto a su temática, calidad y oportunidad y e) identificación de barreras que impidan un desarrollo sostenible de las fuentes de energías renovables y proponer medidas de promoción que las fomenten.

La estrategia que en materia de Energías Renovables se propone desarrollar la SE, incluye temas relacionados con: energías solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa, geotérmica, del hidrógeno. Con referencia a la energía hidroeléctrica esos temas están referidos básicamente a la actualización del manual de costos de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, a la evaluación de las tendencias en el financiamiento local e internacional y a las adecuaciones regulatorias y fiscales para promover esta tecnología.

En este marco, en 1994 (y con una duración prevista de cinco años) se puso en marcha el "Programa de Abastecimiento Eléctrico a la Población Rural Dispersa de Argentina" (PAEPRA) para ayudar a las provincias en la electrificación rural, usando prioritariamente sistemas fotovoltaicos, eólicos, microturbinas hidráulicas y generadores diesel. A este programa le sucedió (desde fines de 1999) el PERMER "Proyecto Energía Renovable en Mercados Rurales Dispersos" uno de cuyos objetivos principales es el suministro de energía a las áreas rurales dispersas, que están fuera del alcance de las redes de distribución convencionales, de manera sustentable, con la utilización de fuentes renovables (SE, 2004). El PERMER, mediante la

provisión de electricidad a través de la utilización de sistemas fotovoltaicos, eólicos, mini y micro hidráulicos, y celdas de combustible, apunta a mejorar la calidad de vida de cerca de dos millones de personas que habitan algo más de 300.000 hogares, tratando de disminuir la emigración a grandes centros urbanos. Además de usuarios individuales prevé el abastecimiento de instituciones públicas (por caso escuelas, puestos sanitarios, destacamentos policiales). El financiamiento del PERMER, cuyo costo ronda los 60 millones de dólares, corre en un 70% por parte de la SE (a través de un préstamo de 30 millones de dólares obtenido del Banco Mundial y de una donación de 10 millones de dólares realizada por el Fondo Mundial para el Medio Ambiente), en un 4% por parte del Ministerio de Educación de la Nación (para la electrificación de escuelas rurales), en un 9% por parte de los gobiernos provinciales que hayan firmado acuerdos de participación y en un 17 % por parte del sector privado (concesionarios y usuarios).

Dentro de los programas de promoción del uso de energías renovables que se desarrollan en la DPROM se inscribe el Programa Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctrico (PAH), cuyo objetivo es realizar estudios para mejorar el conocimiento y la promoción de la oferta hidroeléctrica en PAH a fin de identificar y revisar la viabilidad económico-financiera de los PAH vinculados o próximos a redes eléctricas. El programa prevé la actualización, mejora y ampliación del catálogo de proyectos disponible en el Archivo Técnico de la DPROM, el relevamiento de las instalaciones construidas, funcionando y fuera de servicio, en aptitud de ser reparadas y/o equipadas y de las obras civiles de riego susceptibles de ser dotadas con unidades de generación, la búsqueda de nuevos emplazamientos y la selección de una metodología para la estimación teórica del potencial total por regiones y cuencas, el estudio de oportunidades y análisis de rentabilidad de la pequeña hidráulica en los mercados aislados, la selección y desarrollo de casos testigo y de eventuales carteras de proyectos ligados -o no- al Mecanismo de Desarrollo Limpio, así como la identificación y gestión de líneas de financiamiento público y privado para la ejecución de las obras técnica y económicamente factibles (SE-DPROM, 2005).

3. DESCRIPCIÓN DEL AMBIENTE

Ubicación y descripción ambiental del área de influencia:

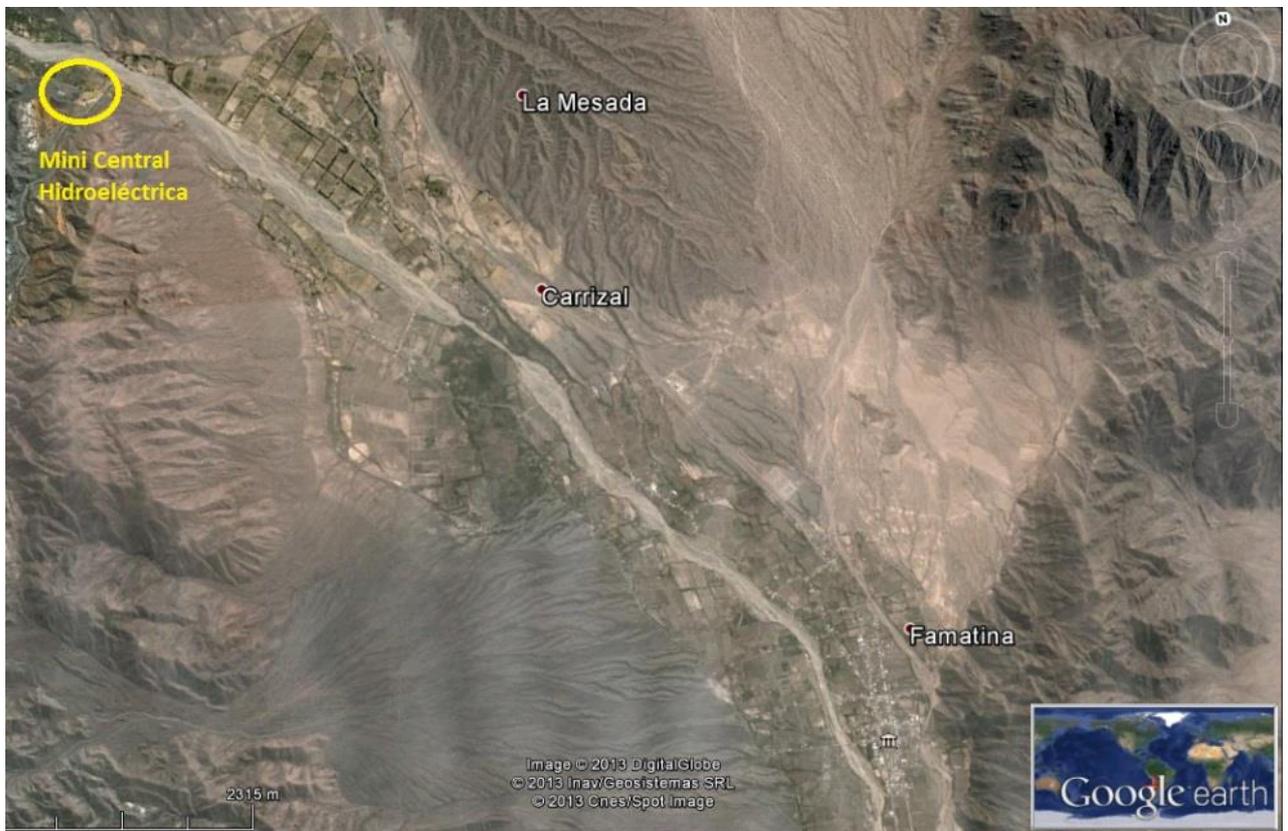
3.1. Ubicación geográfica

La mini central hidroeléctrica se encuentra ubicada en Las Gredas, Alto Carrizal, Departamento Famatina, Provincia de La Rioja. Sus coordenadas geográficas son:

Latitud 28° 51' 47.7" sur

Longitud 67° 35' 34.33" oeste

3.2. Croquis de ubicación



Vista aérea de la Mini Central en recuadro amarillo.

3.3. Información general del entorno

El suelo de la región se utiliza principalmente para el cultivo de alfalfa, duraznero, vid, nogal, tomate, maíz y hortalizas, y también para pastura del ganado, fundamentalmente caprino, mular y caballo.

La expansión de la agricultura comercial en Famatina está parcialmente limitada debido a la escasez de agua y a la poca disponibilidad de tierra. El microclima de Famatina se compara desfavorablemente con Chilecito en lo que respecta a los principales cultivos comerciales bajo explotación.

El principal cultivo en Famatina es la nuez, que ocupa el 70% de la tierra agrícola y tiene bajos niveles de productividad. Se producen manzanas en áreas de altitud levemente superior, y en las regiones más bajas, uvas y frutas de carozo.

Actualmente, se están elaborando programas para incrementar el beneficio económico de los minifundios de Famatina. Estos contemplan la introducción de nuevas variedades de nogales a través de métodos de injerto (se han convertido ya más de un 30% de las plantaciones). Se espera que las nuevas variedades incrementen su rendimiento por hectáreas (de 500 kilos/hectáreas a 3000–4000 kilos/hectáreas), así como también la calidad de la nuez, pero se requiere de un riego apropiado para maximizar la productividad de las nuevas variedades, con un consumo mínimo de agua.

De acuerdo con las autoridades locales, no hay estudios disponibles sobre el potencial de riego en Famatina a través de perforaciones subterráneas, como se usa en el sistema más moderno de Chilecito. Se está realizando una evaluación de la potencial introducción de una tecnología de riego de alta presión para reemplazar el actual sistema y aumentar la eficiencia en el uso del agua. Esto permitiría la intensificación de la producción en las tierras agrícolas existentes y, posiblemente, el riego de hectáreas adicionales.

Superficie implantada en hectáreas por grupos de cultivos

Total	Cereales	Forrajeras Anuales	Forrajeras Perennes	Hortalizas	Frutales	Otros
2.056,0	14,5	64,2	23,5	64,4	1889,4	--

Tabla Nº 1 - Fuente: C.N.A. 2002

Principales especies ganaderas

Cantidad de cabezas

BOVINOS	CAPRINOS	OVINOS	PORCINOS
2.655	9.333	1.307	367

Tabla Nº 2 - Fuente: C.N.A. 2002



Mapa de ubicación del Dpto. Famatina en la provincia de La Rioja.

3.4. Orografía

El Sistema del Famatina es una unidad morfoestructural de extensión regional que abarca territorios de las Provincias de Salta, Catamarca, La Rioja y San Juan con una longitud estimada en 320 km y un ancho de 60 a 80 km. En La Rioja, ocupa la parte centro-occidental y está estructurada por los bloques montañosos de las Sierras de Famatina, Sañogasta y Vilgo. En el área de interés solo se tiene en cuenta a la Sierra de Famatina ya que las restantes se hallan fuera de los límites investigados, su altura topográfica se halla comprendida entre 1.800 y más 6.000 m.s.n.m.

3.5. Geomorfología

Regionalmente, el Nevado del Famatina está constituido por un conjunto de serranías, que en términos generales se orientan en sentido norte-sur. Se caracteriza por su extensión, con una configuración orográfica algo complicada debido a su amplia red de avenamiento.

El área está comprendida entre los bloques elevados de la cadena del Paiman al este y los contrafuertes del Nevado del Famatina al poniente, conformando una unidad negativa desarrollada en un ambiente casi desértico.

3.6. Clima

Según la clasificación climática de Köeppen, a la región le corresponde un clima tipo BWKw, Donde B significa cantidad de precipitación inferior al límite de sequía, W = características hidrometeorológicas de desierto, K = temperatura anual inferior a 18°C pero temperatura del mes más caluroso superior a 18° C, w = época más seca en el invierno.

Para Viers (1975) el clima es árido, tipo "sirio" pero con lluvias estivales, por lo que el autor lo denomina "subandino" o de pie de monte andino. Fresco en invierno con temperaturas medias mensuales inferiores a 10° C, con veranos cálidos e importante amplitud térmica anual. Las precipitaciones son escasas y más irregulares cuanto más reducido es el total medio anual; con atmósfera muy diáfana e insolación diurna considerable debido a la escasa nubosidad.

Según Quintela (1977), el régimen pluviométrico es de tipo subtropical atlántico (máximas en verano). El análisis de los valores medios mensuales de los registros disponibles, indican que entre el 80% y el 90% de la precipitación anual se produce entre los meses de noviembre a marzo, coincidiendo con la época de mayores temperaturas y, por lo tanto, elevada evapotranspiración, lo que se refleja en un índice de aridez elevado.

Meteorología

La estación climatológica Chilecito, ubicada en el departamento Chilecito (29° 10' latitud sur, 67° 30' longitud oeste y a 1170 msnm) representa el sector oriental del área de influencia. Esta estación posee registros en forma continuada durante 20 años (período 1941–1960). De acuerdo al registro meteorológico, la precipitación media anual registrada durante ese período fue de 193,5 mm. Más del 80% de la altura de agua precipitada, cae entre noviembre y marzo. Ocasionalmente, suelen ocurrir precipitaciones graniceras, entre octubre y marzo, con una frecuencia media anual de 1,4. Algo más frecuentes son las tormentas eléctricas, con una frecuencia media de 17,2 días.

La temperatura media anual es de 17,1 °C. Los meses más calurosos son enero y diciembre, con una temperatura media mensual de 24,7 °C y 24,4 °C, respectivamente, mientras que los meses más fríos son junio y julio, con temperaturas medias mensuales del orden de los 8,5 °C. Las temperaturas máximas y mínimas medias son 25,5 °C y 10,4 °C, respectivamente. En el período se han registrado una máxima absoluta de 42,3 °C (enero) y una media absoluta de -7 °C (julio).

La humedad relativa media anual es de 55 %. La media mensual máxima corresponde a los meses de abril, mayo y junio con 62 % y la mínima, a septiembre con 46,5 %. La tensión del vapor media anual es de 10,9 milibares; la máxima de verano es de 16,2 milibares (enero) y en invierno la mínima es de 6 milibares (julio).

La nubosidad media medida en una escala de 0 a 10, es de 3,7. Los valores máximos se presentan en el período enero–febrero y los mínimos en julio–agosto. Sin embargo, la frecuencia media anual de días con niebla es de solo 1,5.

La frecuencia media anual de días con heladas fue de 2,1. Las mismas ocurren entre los meses de mayo y septiembre. Por otra parte la frecuencia media anual de días con cielo claro es de 143 y la frecuencia media anual con cielo cubierto de 58 días.

Los vientos más frecuentes provienen del sur, durante todo el año, con una frecuencia anual promedio de 458 en la escala de 1000 con una velocidad media anual de 8 km/hora (datos correspondientes al período 1941-1960). Durante los meses de noviembre, diciembre y junio, los vientos procedentes del Noroeste alcanzan las mayores velocidades medias mensuales.

En la zona del proyecto no existen estaciones meteorológicas, por lo tanto algunos valores citados pueden variar debido a la distancia y la altura a que se encuentra de Chilecito.

3.7. Cuerpos de agua en la zona de estudio

En las altas cumbres de los Nevados de Famatina existen, en los altiplanos y mesetas, escombreras de altura que son depósitos de agua que derivan en numerosas vertientes, dando origen a los tres ríos principales de la región, a saber: el Río Amarillo, el Río del Marco y el Río Achavil.

Los afluentes del Río Amarillo son: el Río del Marco recibiendo el aporte (aguas arriba) del Río Volcancito, el llamado Río Amarillo de la Quebrada la Encrucijada y el Río Achavil. El Río del Marco es más largo y caudaloso que el río Amarillo de la Quebrada de Encrucijada.

Unidas todas las aguas en la zona de Los Corrales, se constituye con el nombre de Río Amarillo, en clara alusión a su color ocre.

Se trata de agua proveniente de deshielos, que se acumula en esas escombreras. No existe información nivológica en la zona, aunque las nevadas no son frecuentes. La nieve desaparece a los pocos días de la precipitación, quedando durante largo tiempo algunos reductos de nieve en las cumbres del Famatina.

Este caudal de agua es aprovechado para riego de parcelas en el Valle de Famatina y Plaza Vieja. Las obras de captación de este río consisten en un dique derivador ubicado en la localidad de Peñas Negras, junto a canales y estanque para beneficio de las poblaciones.

El Río Amarillo pasa por las localidades de Carrizal, Plaza Nueva, Plaza Vieja y Guandacol con cauce seco, donde cambia su rumbo N-S hacia el Este para entrar en la quebrada de Capayán. De allí desemboca en varios cauces sobre un gran abanico aluvial que derrama las aguas de crecientes hacia los bajos de Santa Elena.

Existen datos de aforo del Río Amarillo tomados durante el período 1941-1982, indicando un caudal medio de 782 litros/segundo, siendo el máximo promedio anual de 2165 litros/segundo y el mínimo de 341 litros/segundo.

Al tratarse de ríos estacionales, cuyo caudal varía con la época de lluvias, los promedios mensuales registran un máximo caudal en el mes de febrero con 1551 litros/segundo, y un mínimo, en el mes de octubre con 532 litros/segundo.

3.8. Sismología

La zona sísmica argentina se extiende a lo largo de la cordillera de Los Andes desde el noroeste hasta Tierra del Fuego con probabilidades de ocurrencia de terremotos de intensidades máxima mayores a VI y menores o igual a IX en la escala de Mercalli Modificada (MM).

El primer antecedente sísmico en la región del norte argentino corresponde al terremoto de Talavera del Esteco, en Salta, el 13 de septiembre de 1692, con una intensidad de VIII en la escala de Mercalli Modificada.

El 27 de octubre de 1894, a las cuatro y media de la tarde, se produjo un terremoto de casi un minuto de duración. La hora en que el sismo se produjo impidió que el hecho se convirtiera en una catástrofe. Hubo sólo tres muertos e igual número de heridos. En cambio, los daños materiales fueron inmensos: casi toda la ciudad quedó destruida. Los templos y edificios públicos se desplomaron.

Luego del terremoto del año 1944, que destruyó totalmente la ciudad de San Juan, se creó la Comisión de Reconstrucción de San Juan y se aprobó el Código de Edificación de la Provincia de San Juan, lo que constituye la primera norma antisísmica que es aplicada en forma integral obligatoria, al ser fijados los requisitos necesarios para el diseño y cálculo de las estructuras sismorresistentes y se reinicia el registro de sismos en la región de Cuyo en la Universidad Nacional de San Juan.

Esto dio origen luego al INPRES, Instituto Nacional de Prevención Sísmica, Ley N° 19.616, que tiene como fundamental actividad la ejecución de la Política Nacional de Prevención Sísmica. Esta se implementa a través de una red nacional de estaciones sismológicas y una red nacional de acelerógrafos que dependen de ese organismo. La primera consiste de aproximadamente 50 estaciones: de registro in situ con papel termosensible, telemétricas analógicas y digitales distribuidas fundamentalmente en toda la región oeste de nuestro país, con preponderancia en el noroeste; la segunda consiste de aproximadamente 138 acelerógrafos, analógicos y digitales distribuidos en la misma región.

Por lo expuesto anteriormente, es evidente que las construcciones ubicadas en las regiones de peligrosidad sísmica en nuestro país, deben estar protegidas por los factores de seguridad

que sean necesarios, los que actualmente se encuentran expresados en las Normas Argentinas para construcciones sismorresistentes, del Reglamento INPRES - CIRSOC 103, del año 1983.

Sismológicamente la provincia de La Rioja ha sido clasificada como "activa", Zona 2, según el INPRES, de moderada peligrosidad.

3.9. Calidad del Aire.

En la zona de influencia del proyecto es buena la mayor parte del año, excepto los días que sopla viento Zonda donde se observa polvo en el ambiente debido a la gran sequedad de la zona y la escasa cobertura vegetal que alumbra un tipo de suelo suelto y de granulometría pequeña, fácilmente volátil. Este viento suele levantar verdaderas nubes de polvo y arena que restan visibilidad y que pueden mantenerse en suspensión en el aire mucho tiempo después de haber cesado.

3.10. Ruidos

La localidad de Famatina es pequeña, sus habitantes llevan un ritmo de vida tranquilo, típico de pueblo chico, la circulación de vehículos es escasa y no existen en el entorno actividades que presenten ruidos molestos.

3.11. Fauna y Flora. Listado de especies amenazadas

Flora

La vegetación es xerófila, como consecuencia del clima. Las formaciones arbustivas dominan en los bajos y parte inferior de las laderas.

La región está comprendida en la denominada *Eco región Monte Argentino* (Figura N° 8), según la clasificación de Dinerstein, *et al* (1995) o en el dominio de la provincia biogeográfica del Monte (Roig, 1982). La vegetación por debajo de los 2000 msnm es arbórea. Antiguamente, en el valle de Famatina predominaban el algarrobo blanco, el visco, el tala, el chañar y el retamo, pero la vegetación ha sido talada para combustible.

El monte está prácticamente ausente en la parte septentrional de la pendiente oriental de la sierra de Famatina (por sobre los 1500 msnm), salvo algunas islas de Algarrobo blanco (*Prosopis alba* Grs), Visco (*Acacia visco* Lor), Tala (*Celtis Selloniana* Miqu) y de Chañar (*Gourliea decorticans* Gill), como se observa en la Quebrada de la Rinconada (Paiman) de donde extraían leña para llevar a la mina La Mejicana.

La flora se caracteriza por presentar una fisonomía arbustiva de diferentes alturas y densidades, según el tipo de suelo y contenido de humedad del mismo. Se trata de matorrales resinosa micrófilos perennifolios adaptados a condiciones áridas que tienen como especies dominantes a las jarillas (*Larrea divaricata*), retamo (*Bulnesia retama*), brea (*Cercidium praecox*),

tusca (*Acacia aroma*). Los estratos más comunes del estrato herbáceo están representados por *Aristida mendocina*, *Sporobolus pyramidatus* y *Pappophorum philipianum*.

Los arbustos y subarbustos determinan el carácter de la vegetación. Los observados son los siguientes:

NOMBRE VULGAR	NOMBRE CIENTIFICO
Jarilla hembra	(<i>Larrea divaricata</i> Cav)
Lagaña de perro	(<i>Caesalpinia Gilliesii</i> Wallich)
Cabello de indio	(<i>Cassia aphylla</i> Cav)
Jarilla machi	(<i>Larrea cuneifolia</i> Cav)
Tintitaco	(<i>Prosopis adesmoides</i> Grs)
Retamo	(<i>Bulnesia retamo</i> Grs)
Pus – Pus	(<i>Zuccagnia punctata</i> Cav)
Garrapato	(<i>Acacia fureata</i> Gill)
Piquillín	(<i>Condalia lineata</i> Gray)
Altamisquea	(<i>Atamisquea emarginata</i> Miers)
Molle de curtir	(<i>Duvana dependens</i> Ortega)
Molle blanco	(<i>Duvana latifolia</i> Grs)
Palta	(<i>Moya spinosa</i> Grs)
Palta	(<i>Maytenus viscifolia</i> Grs)
Carne gorda	(<i>Maytenus vitis idaea</i> Grs)
Chilca	(<i>Flourensia campestris</i> Grs) y otras especies
Rodajilla	(<i>Plectocarpa tetracantha</i> Gill)
Barba de Tigre	(<i>Colletia ferox</i> Gill)
Suncho	(<i>Bacharis salicifolia</i> Pers)
Romerillo	(<i>Chuquiragua ericacea</i> Don)
Azahar del campo	(<i>Lippia lycioides</i> Steud)
Altepe	(<i>Proustia ilicifolia</i> Hooh)
Quillay	(<i>Hualania colletioides</i> Phil)
Coleguay	(<i>Colliguaya integerrima</i> Gill)
Ephedra	(<i>Ephedra americana</i> Grs)

Los mencionados arbustos llegan hasta los 3000 msnm; sin embargo, tal límite está sujeto a variaciones según accidentes orográficos y geológicos, bajando, por ejemplo en la Quebrada de la Encrucijada hasta los 2000 metros.

Entre los últimos arbustos y subarbustos que avanzan por encima de los 3.000 metros se destaca la especie *Adesmia*, no superando los 4.000 metros, retirándose en la parte central de la sierra de manera considerable, ya que la vegetación en general es pobre en la zona, limitada por los esquistos Paleozoicos (Quebrada de la Encrucijada y la Mejicana). Esta influencia geológica es manifiesta más al norte (Río la Hoyada) donde la vegetación con la aparición de las areniscas se pone mucho más abundante, tanto en monte, arbustos y subarbustos, como plantas híerbales.

Fauna

La fauna responde a las características desérticas de la región presentando distintas adaptaciones a estas condiciones, tales como actividad nocturna y hábitos cavícolas. Entre los mamíferos se destacan el zorro gris (*Dusicyon griseus*), guanaco (*Lama guanacoe*), puma (*Felis concolor*), mara (*Dolichotis patagonum*), etc. Entre las aves pueden citarse: copetona (*Eudromia elegans*), paloma torcaza (*Columba maculosa*), monterita canela (*Pooipiza ornata*), cóndor (*Vultur gryphus*), loro barranquero (*Cyanoliseus patagonus*), etc.

La misma está sujeta fundamentalmente a tres factores de disturbación: la presencia del hombre como consecuencia de la actividad minera que ejerce una presión en forma intensiva y localizada y el carácter extensivo (en términos areales) de otras actividades como el turismo y la cacería furtiva y de subsistencia.

Identificación y categorización de especies

Mamíferos

NOMBRE VULGAR	NOMBRE CIENTIFICO
Guanaco	(<i>Lama guanacoe</i>)
Tucu tucu	(<i>Ctenomys fulcus</i>)
Vizcacha serrana	(<i>Lagidium viscacia</i>)
Rata cola pincel	(<i>Octodontomys gliroides</i>)
Murciélago	(<i>Histiotus montanus</i>)
Cuiz chico	(<i>Microcavia australis</i>)
Zorro gris chico	(<i>Pseudalopex griseus</i>)
Zorro Colorado	(<i>Pseudalopex culpaeus</i>)
Gato montés	(<i>Oncifelis geoffroyi</i>)
Gato del pajonal	(<i>Oncifelis colocolo</i>)
Puma	(<i>Puma concolor</i>)
Venado	(<i>Hippocamelus antisensis</i>)
Rata chinchilla	(<i>Abrocoma cinerea</i>)
Zorro gris	(<i>Dusicyon griseus</i>)
Mara	(<i>Dolichotis patagonum</i>)

Aves

NOMBRE VULGAR	NOMBRE CIENTIFICO
Águila mora	(<i>Geranoetus melanoleucus</i>)
Jote negro	(<i>Coragyps atratus</i>)
Milano blanco	(<i>Elanus leucurus</i>)
Chimango	(<i>Milvago chimango</i>)
Halcón peregrino	(<i>Falco peregrinus</i>)
Espavero común	(<i>Falco sparverius</i>)
Picaflor serrano grande	(<i>Oreotrochilus estella</i>)
Tordo	(<i>Turdus amaurochalinus</i>)
Loro barranquero	(<i>Cyanoliseus patagonus</i>)
Catita serrana común	(<i>Bolborthynchus aymara</i>)
Catita serrana verde	(<i>Bolborthynchus aurifrons</i>)
Lechucita de las vizcacheras	(<i>Athene cunicularia</i>)
Atajacaminos	(<i>Caprimulgus longirostris</i>)
Cóndor	(<i>Vultur gryphus</i>)
Copetona	(<i>Eudromia elegans</i>)
Paloma torcaza	(<i>Columba maculosa</i>)
Monterita canela	(<i>Poopiza ornata</i>)

Listado de especies amenazadas

Las especies detectadas para el área, categorizadas con algún grado de conservación en los listados de la Ley 22.421 son las siguientes:

Guanaco (<i>Lama guanicoe</i>) –	vulnerable
Cóndor (<i>Vultur Gryphus</i>) –	amenazado
Halcón peregrino (<i>Falco peregrinus</i>) –	vulnerable

Se ha tenido en cuenta el listado de especies y categorías propuesto por la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza y los Recursos Naturales (1996).

El venado (*Hippocamelus antisensis*) está declarado Monumento Nacional por Ley 24.702 y se encuentra en el apéndice I de CITES.

3.12. Identificación de áreas protegidas

En el área de estudio y zona de influencia, en la actualidad no existen Áreas Naturales Protegidas (ANP) de jurisdicción nacional, provincial o municipal, según consta en el "Listado de Áreas Protegidas por Provincias, con datos de categoría de manejo, región natural y superficies (parciales y totales)" del informe titulado *El Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas de la Argentina. Diagnóstico de su patrimonio natural y su desarrollo institucional* (Administración de Parques Nacionales, 1994).

3.13. Aspectos socioeconómicos y culturales

A continuación se detallan los principales datos estadísticos correspondientes al Departamento Famatina (Fuente: Censo Nacional de Población y Vivienda de 2010):

Superficie: 4.587 Km²

Densidad: 1,3 Hab/km²

Demografía departamental:*Población según censos*

	CENSOS							
	1914	1947	1960	1970	1980	1991	2001	2010
Total Departamento	5.444	6.071	5.655	4.897	4.702	5.302	6.371	5.863
Famatina (Cabecera)	S/I	1.125	1.330	1.204	1.237	1.934	2.492	2.466

Tabla N° 3

Proyección de la población - 2001 - 2010

AÑOS	DEPARTAMENTO	Loc. FAMATINA
2001	6.371	2.492
2002	6.482	2.552
2003	6.596	2.614
2004	6.711	2.677
2005	6.829	2.741
2006	6.948	2.807
2007	7.069	2.875
2008	7.193	2.944
2009	7.318	3.015
2010	7.446	3.088

Tabla N° 4 - Fuente: Dirección de Estadística - La Rioja

Localidades del departamento según población y viviendas - Año 2001

LOCALIDAD	TOTAL	VARONES	MUJERES	VIVIENDAS (*)
TOTAL DEPARTAMENTO	6.371	3.329	3.042	2.254
POBLACION URBANA	2.492	1.286	1.206	806
FAMATINA	2.492	1.286	1.206	806
POBLACION RURAL	3.879	2.043	1.836	1.448
Plaza Vieja	289	142	147	95
Antinaco	89	54	35	63
Pituil	1.008	526	482	324
Campanas	991	519	472	345
Santa Cruz	230	117	113	104
Chañarmuyo	252	131	121	89
Alto Carrizal	219	114	105	77
Bajo Carrizal	200	103	97	74
La Cuadra	184	98	86	80
Angulo	137	77	60	65
Santo Domingo	132	67	65	69
Resto Departamento	148	95	53	63

(*) Son los hogares que respondieron más viviendas desocupadas
Tabla N° 5 - Fuente: CENSO 2001.

Hechos vitales - tasas 2008-2011

	2008 ‰	2009 ‰	2010 ‰	2011 ‰
* NUPCIALIDAD	1,3	1,9	1	2,2
* NATALIDAD	13,1	9,8	11,1	14,5
* MORTALIDAD GENERAL	2	4	8,2	3,4
* MORTALIDAD INFANTIL	33,3	0	15,4	11,8
* CRECIMIENTO VEGETATIVO	11,1	5,8	2,9	11,1

Tabla N° 6 Fuente: Sistema de Información de Salud - Ministerio de Salud - La Rioja

Proyección de la población por grupos Quinquenales de edad y sexo – año 2013

Edad	Población total	Sexo	
		Varones	Mujeres
total	5.701	2.906	2.795
0-4	432	232	199
5-9	504	236	267
10-14	616	327	289
15-19	614	339	274
20-24	390	202	188
25-29	388	192	196
30-34	453	218	235
35-39	340	162	178
40-44	304	158	146
45-49	303	149	155
50-54	305	154	152
55-59	269	152	118
60-64	231	120	112
65-69	174	94	80
70-74	124	61	63
75-79	116	52	64
80-84	74	35	39
85-89	42	17	25
90-94	15	6	9
95-99	6	1	5
100 y mas	1	0	1

Tabla N° 7 - Fuente: Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas-2010 DGEySI

Indicadores de escolarización

	%
Tasa de escolarización 5 años	82,4
Tasa de escolarización 6 a 14 años	98,6
Tasa de escolarización 15 a 17 años	80,8
Tasa de escolarización 18 a 24 años	31,8

Tabla N° 8

Establecimientos educativos - Año 2001

Nivel Inicial

N°	
64	Pituil
65	Ylda M. de Robles - Campanas
66	Santa Cruz
200	Chañarmuyo
2	Jardin Nucleado - Niño Jesus de Praga - Famatina

Tabla N° 9a

Nivel no Formal

Nº	
	Centro de Educación Agrícola Famatina
1	Unidad Educativa Misión Monotécnica - Famatina

Tabla N° 9b

Adultos

Nº	
63	Centro de Adultos - Alto Carrizal
64	Centro de Adultos - Campanas
	Centro de Educación Agrícola - Famatina
37	Centro Educativo - Pituil

Tabla N° 9c

Nivel E.G.B. - Primario

7	Plaza Vieja
36	Amada Argentina - Antinaco
47	Ejercito Argentino - Alto Carrizal
64	S/Nombre - Pituil
65	Ylda M. de Robles - Campanas
66	Santa Cruz
67	Dominga Funes - La Cuadra
122	Leopoldo Caamaño - Barrio de Galli
159	Escuadron 24 Gendarmeria Nacional - Santo Domingo
200	Chañarmuyo
204	Angulos
235	El Potrerillo
	Educacion Agropecuaria Wolf Schsolnik - Plaza Vieja
	Escuela Provincial de Comercio - Famatina
	Colegio Secundario de Pituil

Tabla N° 9d

Nivel Polimodal

	Educacion Agropecuaria Wolf Schsolnik - Plaza Nueva
	Escuela Provincial de Comercio - Famatina
	Colegio Secundario de Pituil
	Colegio Secundario de Campana

Tabla N° 9e

Condición de actividad económica

	Total	Varones	Mujeres
Población de 14 años y más	4.433	2.330	2.103
Población Económicamente Activa	2.453	1.530	923
Ocupada	2.003	1.299	704
Desocupadas	450	231	219
Población No Económicamente Activa	1.980	800	1.180
Jubilada o Pensionada	553	215	338
Estudiantes	595	286	309
Otra Situación	832	299	533
Ignorados	0	0	0

Tabla N° 10

3.14. Centro médico más cercano al emplazamiento

El Departamento Famatina y Chilecito integrantes de la región Sanitaria II “Valle de Famatina”, cuentan con el Hospital Zonal “Herrera Motta” en la ciudad de Chilecito y el Hospital Distrital Ramón Carrillo, en Famatina, distantes a 77 km y a 42 km respectivamente del proyecto minero.

El centro médico más cercano es el Hospital Ramón Carrillo de Famatina que presta los siguientes servicios de diagnóstico y tratamiento: Laboratorio, Radiología, Cirugía Menor, Farmacia, Kinesiología y Maternidad.

Con estos datos y estadísticas se pretende analizar el contexto del proyecto de esta central hidráulica de generación de energía eléctrica, como así también, dar una guía sobre los campos donde se puede aprovechar la energía generada.

4. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

4.1. Justificación del estudio

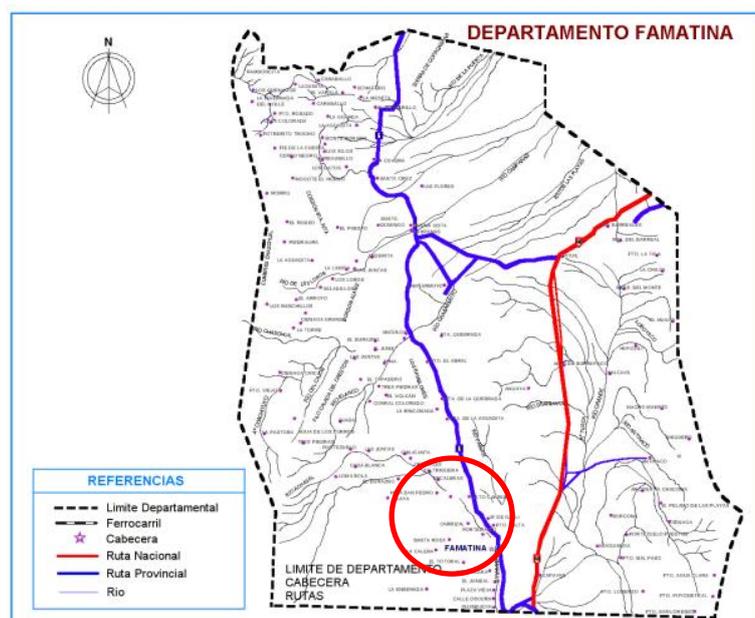
Debido a que en Argentina está atravesando una lucha con el fin de salir de la “crisis energética”, nuestro grupo se vio entusiasmado a enfrentar un proyecto con el cual se pueda aportar una alternativa ante esta problemática. La localidad de Famatina, como cualquier otra localidad de la provincia de La Rioja, es afectada por el escaso nivel de calidad de energía (variación de tensión, cortes del servicio eléctrico, etc.) y es de público conocimiento la existencia de una mini central hidroeléctrica ubicada en el Departamento Famatina, abandonada en la década del `70. Bajo este contexto nuestro grupo opto por el proyecto de reactivación de la mini central hidroeléctrica, haciendo principalmente foco en la “sala de máquinas” para aumentar al máximo el rendimiento caudal/potencia con turbinas de última generación, con el fin de aportar a la red lo generado mejorando la calidad del servicio eléctrico.

4.2. Localización del proyecto

La Mini Central Hidroeléctrica contemplada en este proyecto se encuentra ubicada en la localidad de Alto Carrizal, ubicada al norte del Departamento Famatina, Provincia de La Rioja, República Argentina.

Coordenadas GPS

Lat 28° 55' 15" S	Long 67° 31' 0,8" W	Altitud 1880 msnm
-------------------	---------------------	-------------------



El círculo rojo representa (s/escala) el área de influencia.

4.3. Área de influencia

Se determina como área de influencia directa de la Mini Central, la zona de Las Gredas, Alto Carrizal, ya que la energía generada por este proyecto alcanzaría los 157 kw, que serían consumidos en esa zona fundamentalmente.

El área es de densidad rural, cuya actividad predominante es la agricultura. Se trata de minifundios con producción de nogales, membrillo y vid que utilizan el riego con agua superficial proveniente principalmente de canales abiertos que encauzan el Río Amarillo.

4.4. Vinculación. Distancia a centros de interés

El centro cercano más importante es Famatina, situado a 9 km de distancia de la zona La Gredas, distrito Alto Carrizal.

La ruta es de asfalto hasta 1km antes del cauce del río, donde desde allí la ruta es de tierra.

Descripción del emplazamiento

Las instalaciones se encuentran actualmente ubicadas en la zona próxima a las Tomas del Río Amarillo, a aproximadamente 1.5.km del poblado rural. Se trata de una mini central hidroeléctrica construida en la década de los '50, que ha funcionado durante aproximadamente 20 años produciendo energía eléctrica para la zona. A principios de la década del `70 por la llegada del sistema interconectado nacional produjo el abandono total de la central lo que llevo al deterioro y actos de vandalismo contra la misma. En las siguientes fotos se muestra el estado actual de las instalaciones:



4.5. Infraestructuras en el predio.

La obra consta de las siguientes infraestructuras (ver imagen adjunta):



1. Toma Lateral: realiza la captación del agua proveniente del río Amarillo. Consiste en una rejilla de hierro sobre el lecho lateral del río, controlada por una compuerta mecánica que habilita o no el paso, por medio de un canal, al desarenador 1.



2. Canal de Conducción A: consiste en un canal en forma trapezoidal cuya traza es en parte subterránea y en parte a cielo abierto.
3. Desarenador 1: sirve para retener las partículas sólidas tanto de fondo como en suspensión que acarrea el río en su recorrido, ya que estas puedan dañar la turbina.



4. Canal de Conducción B: Idem A que se conecta al canal de conducción C.
5. Toma Frontal: consiste en una rejilla de hierro que abarca la mitad del lecho del río, mientras que la otra mitad está preparada para encausar el agua formando un efecto dique. Esta toma frontal está diseñada para trabajar en época de crecidas debido a que en la toma lateral se tapa por los sedimentos que acompañan a la crecida.



6. Canal de Conducción C: Consiste en un canal de hormigón subterráneo que une la toma frontal con el desarenador 2.
7. Desarenador 2: ídem desarenador 1 pero con el doble de dimensión.



8. Divisor en Y: Consiste en una canal a cielo abierto de hormigón, con forma de Y cuya función es la de dividir el caudal de agua captado y desarenado en 2 circuitos de canales (circuito de riego y el otro circuito de la mini central hidroeléctrica). Se encuentra a continuación del desarenador 2.



9. Canal de conducción D: Consiste en un canal de hormigón, de forma trapezoidal a cielo abierto que funciona como by-pass de la mini central hidroeléctrica.

10. Canal de conducción E: Consiste en un canal de hormigón subterráneo que conecta el desarenador 2 con la pileta de carga.



11. Pileta de carga: Es de hormigón de 55x23,20x4 m, cuya función es la de mantener un caudal de agua constante para alimentar la turbina.



12. Canal de conducción F: De hormigón que conecta el desborde de la pileta de carga con el canal de conducción D.
13. Tubería forzada: Consiste en un conducto de hierro de 600mm de diámetro, cuya función es la de llevar el agua bajo presión desde la pileta de carga hasta la turbina.



14. Sala de máquinas: es un local de dimensiones 12,15 x 12 x 5,30 m de mampostería con piso de cemento cuya función es la de proteger todo el equipamiento electromecánico que necesita la central hidroeléctrica (turbina, generador, tablero de comando, transformador, etc.).



15. Azud de Riego: consiste en una pileta de dimensiones aproximadas de 130x50x5m cuya función es la de actuar como reservorio de agua para el riego de la zona.



16. Divisor en Y 2: Idem 8, cuya función es la de conectar la conducción D al azud de riego o al canal de riego principal.



17. Canal de Riego principal: Consiste en un canal de hormigón en forma trapezoidal que alimenta al sistema de canales de riego aguas abajo.

18. Derivación del sistema de riego en margen izquierdo y margen derecho.

Es importante destacar que será necesario realizar obras de acondicionamiento de la infraestructura civil necesaria para la puesta en marcha de este proyecto, ya que, con los años han sufrido un deterioro notable, especialmente en la capacidad de impermeabilización de los canales abiertos, piletas y azud, como así también la limpieza a fondo de las tomas de captación sobre el río Amarillo.

El presente proyecto se centra en el reemplazo de las turbinas hidráulicas de generación y las obras de instalación electromecánica anexas. No contempla las acciones necesarias para el acondicionamiento de las obras civiles de infraestructura, que abarcan otro ámbito de estudio fuera de nuestro alcance. A mero título informativo, se mencionarán las intervenciones que, a

nuestro juicio, deberían realizarse para asegurar el óptimo funcionamiento de la mini central, pero el proyecto de obras es de competencia de la ingeniería civil.

4.6. Equipamiento a instalar

El proyecto contempla el reemplazo de las turbinas antiguas por un equipo de nueva generación que posee mayor rendimiento a igual caudal de entrada y posee una mejor eficiencia de generación.

1. Una Turbina Michell-Banki.
2. Multiplicador de velocidad.
3. Generador Sincrónico.
4. Celda de comando y protección del generador.
5. Transformador elevador 0.4/13.2 KV.
6. Transformador reductor monofásico de 7.6KV/0.23KV de 10KVA.
7. Grupo electrógeno de 700W y 230V HONDA EX7.
8. Tablero de servicios auxiliares.

4.7. Generación de efluentes líquidos

La generación de efluentes líquidos corresponde al mantenimiento del grupo electrógeno y el transformador, ya que el proceso en sí no genera efluentes.

En el caso del grupo electrógeno estará a cargo de personal de mantenimiento de la usina, y corresponden a los cambios de aceite que se realizarán cada 6 meses o 50 horas de uso del equipo (como ya se aclaró, el equipo no tendrá un funcionamiento continuo, sólo funcionará en caso de emergencia) y se gestionará de acuerdo a la legislación vigente en la provincia para residuos especiales.

Cabe aclarar que el Grupo Electrógeno ocasionalmente podría producirse algún derrame de combustible. Esta situación se contempla como un potencial impacto y se explica su manejo en el apartado correspondiente.

En el caso del transformador los controles periódicos y los cambios de aceite los realizará una consultora especializada, a través de la contratación del servicio, quienes retirarán el aceite en desuso y lo gestionarán de acuerdo a la Ley N° 24051 de Residuos Peligrosos.

4.8. Generación de residuos

Residuos peligrosos

Se generarán los correspondientes a

1. Envases contaminados con aceite, combustible, grasas.
2. Trapos, papeles contaminados con aceite, combustible, grasas.

Residuos no peligrosos

Los residuos de esta categoría son de características domésticas y se gestionan como tal. Se recogerán en bolsas plásticas que se depositarán en contenedores. Su recolección está a cargo de la Municipalidad de Famatina.

Son los correspondientes a:

- Papel, cartón, plásticos
- Madera, hierro, cables
- Escombros inertes
- Residuos orgánicos como restos de comida, cáscaras de frutas, etc.

4.9. Generación de material particulado

No se generará.

4.10. Producción de ruidos y vibraciones

La generación de ruidos provenientes de las turbinas es mínimo, y cumple con la normativa específica que establece como umbral 80 dB (en el interior de la Sala de Máquinas), hacia el exterior el ruido se minimiza.

Las fuentes de ruido predominantes corresponden al caudal de agua, viento y follaje.

Las vibraciones producidas por las turbinas son mínimas y serán absorbidas por una base de goma adosada a la base de hormigón armado.

4.11. Emisiones de calor

No se produce.

4.12. Agua. Fuente. Calidad y cantidad

Se utilizará el agua del Río Amarillo, cuyo caudal medio es de 0.742 m³/s.

En cuanto a la calidad del agua, de acuerdo a bibliografía consultada y estudios previos realizados, el río posee características de acidez que se deberán tener en cuenta a la hora de diseñar las compuertas, válvulas, etc, como así también las instalaciones auxiliares de las turbinas que pudieran estar en contacto con el agua, con el propósito de utilizar materiales resistentes a la corrosión.

El caudal se utilizará en su totalidad. Para ello será necesario desviar el actual curso del agua en el canal de riego. Esta desviación sólo será a los fines de aprovechar su energía para movilizar

las turbinas, después de lo cual, se devolverá al canal de riego sin ninguna modificación en cuanto a la cantidad y la calidad.

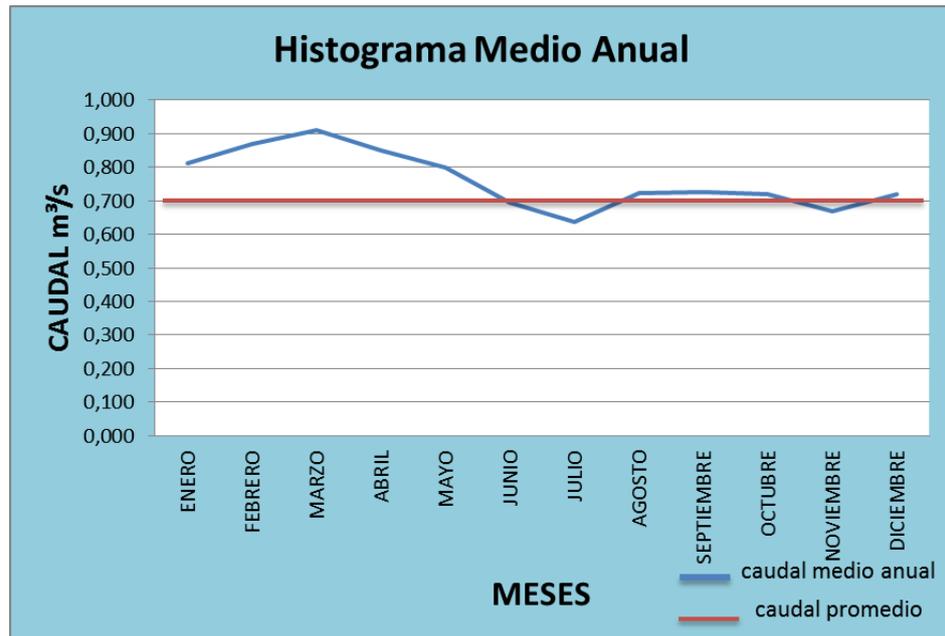
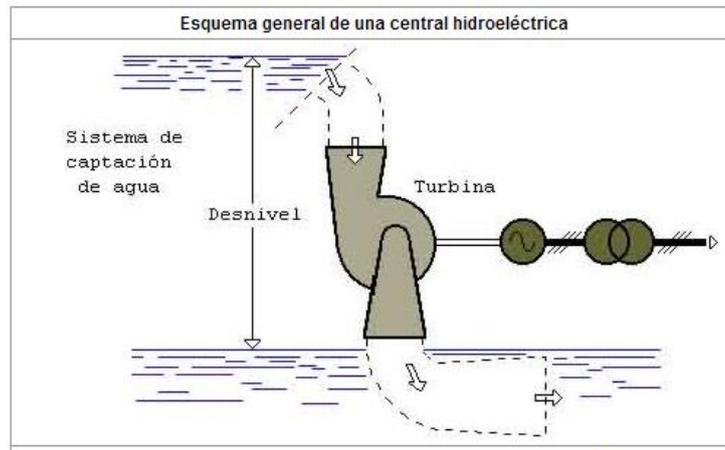


Diagrama del Recorrido del Agua



4.13. Energía. Origen

La mini central hidroeléctrica es el conjunto de instalaciones y otras infraestructuras realizadas con el objetivo de transformar la energía potencial del curso de agua en energía cinética en la tubería de alimentación a las turbinas para luego transformarse en energía mecánica en el rodete de la turbina y finalmente en energía eléctrica útil en el generador, cuyo destino es inyectarla a la red para mejorar la calidad de la energía suministrada por la compañía suministradora (EDELAR).



Para los servicios auxiliares propios de la sala de máquinas contamos con un transformador reductor monofásico de 7.6KV/0.231KV de 10KVA.

Para el caso de emergencia por desperfectos o mantenimientos del transformador reductor, se posee un grupo electrógeno de 700W y 230V HONDA EX7, que nos permitirá alimentar todo aquel elemento y/o equipo necesario.

Los dispositivos de protección del tablero de comando funcionan con 24volt cc que serán suministrados por dos baterías de 12vot 55ah cada una conectadas en serie. Las cuales se encontraran cargándose continuamente con un cargador de baterías conectado a los servicios auxiliares.

4.14. Insumos y productos químicos utilizados

	Grupo Electrónico	Transformador elevador	Transformador reductor	Turbina	Generador
Aceite	¼ L	250L	25 L		1L
Combustible	2.1L	-			
Grasa				0,150 Kg	

4.15. Monitoreo y control ambiental

1. PCB's: Se realizarán los monitoreos y controles correspondientes al aceite del Transformador. El servicio estará tercerizado a personal especializado quien realizará los análisis periódicos establecidos en la normativa específica para determinar contenido de PCB's. Se llevará un registro con los informes periódicos de la consultora, como así también los manifiestos de gestión del aceite en caso de recambio.

2. Aceite, grasa, combustible: se establecerá un procedimiento de manejo y almacenamiento de este tipo de residuos que estará a cargo del personal de mantenimiento de la usina. A tal fin, se dispondrá de un sitio acondicionado para el almacenamiento temporal de los residuos especiales, de acuerdo al siguiente instructivo:

Todos los residuos comprendidos en la Ley N° 24051 y sus Anexos se deben almacenar temporalmente en el Depósito de Residuos Peligrosos que la empresa acondicionará para tal fin. Para ello se seguirán las siguientes recomendaciones:

En primer lugar los residuos se dividirán en dos grandes grupos:

- a) Residuos Peligrosos Líquidos: son aquellos derivados de
 - a. Derrames accidentales de hidrocarburos (combustibles, lubricantes, etc.)
 - b. Aceite usado

Estos se almacenarán de la siguiente manera:

- Se contará con recipientes diferenciados (distinto color y rotulados) ubicados en la Sala de Máquinas, separando los residuos inertes de los peligrosos. En ningún caso se deberán mezclar estos residuos.
 - Una vez colmatados los recipientes o contenedores, se llevarán al Depósito de RP trasvasando su contenido a los tambores correspondientes, regresando el contenedor vacío a su lugar para reutilizarlo.
 - En el Depósito se contará con tambores específicos para cada uno de ellos, es decir, un tambor para aceites, otro tambor para combustible, etc., sin mezclarlos entre sí. Los tambores deben estar en buenas condiciones, pintados de color negro y con un cartel indicativo del contenido. Una vez llenos, se tapan y se les colocará un plástico en la parte superior para impermeabilizarlo. El plástico se fijará con cinta de embalar alrededor del diámetro del tambor.
 - Se identificarán las características de peligrosidad de cada tipo de residuo según Anexo II de la Ley N° 24051, las cuales estarán especificadas en los tambores, mediante rótulos y las hojas de seguridad disponibles en el área de almacenamiento y oficina del responsable de la gestión ambiental de la industria.
 - Se elaborará un instructivo de procedimiento para cada residuo, que establezca las condiciones para los tambores, el manejo, el almacenamiento y el procedimiento en caso de derrames y emergencias.
 - El tambor debe tener tapa con cierre hermético y límite máximo de contención hasta 90% de su volumen.
 - El personal encargado del manejo de residuos sólidos peligrosos debe ser capacitado para tal efecto, de acuerdo a las guías técnicas de manejo.
 - Cuando se completen 4 tambores y estén acondicionados para su traslado como se indicó anteriormente, se colocarán sobre un pallet y se cincharán entre sí para evitar que se muevan durante el transporte.
- b) Residuos Peligrosos Sólidos: dentro de este grupo se encuentran los siguientes residuos:
 - c. Guantes, trapos, envases plásticos, cartones, papeles, etc. impregnados con hidrocarburos (aceite, grasa, etc.), pinturas, removedores, productos químicos, etc.
 - d. Filtros de aceite y piezas de recambio impregnadas con hidrocarburos.
 - e. Suelo contaminado con alguno de los derivados de hidrocarburos o productos químicos mencionados anteriormente.
 - f. Tubos fluorescentes y otros residuos eléctricos y/o electrónicos (circuitos impresos, consumibles, equipos de telefonía fija o móvil, herramientas manuales eléctricas, monitores, computadoras, impresoras, faxes, etc.).

g. Pilas y baterías de tamaño pequeño.

Con estos residuos se procederá de la siguiente manera:

- Cada uno de estos residuos se recogerá en recipientes diferenciados (distinto color y rotulados) que se encontrarán en las áreas donde se generan, separando los residuos inertes de los peligrosos. En ningún caso se deberán mezclar estos residuos.
- En el caso de suelo contaminado (arena, aserrín o materiales absorbentes), éste deberá recogerse en bolsas plásticas de 200 micras de espesor y no más de 90 cm de alto. Las bolsas se colocarán en tambores de iguales características ya señaladas.
- Una vez colmatados los recipientes o contenedores, se entregarán al encargado de Depósito de RP para que trasvase su contenido a los tambores correspondientes, regresando el contenedor vacío a su lugar para reutilizarlo.
- Cuando se completen 4 tambores y estén acondicionados para su traslado como se indicó anteriormente, se colocarán sobre un pallet y se cincharán entre sí para evitar que se muevan durante el transporte.

Una vez acondicionados y listos para su traslado se pueden colocar fuera del Depósito de Residuos Peligrosos para dejar espacio libre a otros tambores aún sin llenar.

3. El personal de mantenimiento recibirá capacitación con entrega de material didáctico sobre la Gestión de los Residuos Peligrosos y Procedimiento ante Contingencias.

5. DESCRIPCIÓN DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES

5.1. Impacto sobre las aguas

Como sabemos, el recurso hídrico es escaso en nuestra provincia. Los ríos en su mayoría son de régimen estacionario, que debido al régimen de lluvias y a la topografía de la zona, en época estival suelen producirse crecidas súbitas del caudal con sus consecuentes inundaciones y arrastre aluvional. El río Amarillo si bien es de régimen permanente, su caudal aumenta considerablemente en épocas de lluvias. Aprovechar este caudal de estiaje a través de las obras civiles anexas a este proyecto (y necesarias para su normal funcionamiento) permitirán regular esta variación del caudal, permitiendo un aprovechamiento sostenible del recurso no sólo para la generación de energía sino también para el riego de las superficies cultivadas que hoy sufren estas alteraciones naturales. Por otra parte, el almacenamiento del agua de estiaje es un procedimiento recomendado para optimizar un recurso tan escaso, que de otra forma, se pierde.

El proyecto se encuadra dentro de la Política Hídrica Provincial y los Principios Rectores establecidos por Ley N° 8.871 y la Ley Nacional N° de Energías Renovables.

Impacto positivo, real, permanente, regional, alto.

5.1.1. Consumo del recurso.

Como se indicó antes, el caudal medio del río es de $0.776 \text{ m}^3/\text{s}$, y es este mismo caudal el que se capturara por la TOMA LATERAL y la TOMA FRONTAL.

No se consume el recurso. El caudal de entrada al proceso es el mismo que el de salida.

Impacto nulo.

5.1.2. Impacto sobre la calidad del agua en función de su uso actual y potencial

No se verá afectada la calidad del agua por estas actividades.

Impacto nulo.

5.2. Impacto sobre la calidad del aire

No se ve afectada la calidad del aire por estas actividades.

5.2.1. Contaminación con gases y partículas en suspensión

Se produce contaminación atmosférica por gases emanados de los motores de combustión (vehículos y en caso que se utilice el grupo electrógeno) y vapores emanados por las baterías.

Impacto negativo, real, temporal, local, bajo.

5.2.2. Contaminación acústica y por vibraciones

Las Turbinas Michell-Banki, si bien producen ruido, no supera en ningún momento los 80 dB que es el límite fijado por la legislación vigente.

En cuanto a las vibraciones ocasionadas por el funcionamiento de las turbinas, serán absorbidas por una zapata de goma acoplada a las bases de sustentamiento de las mismas.

Impacto negativo, real, temporal, localizado, bajo.

5.3. Impacto sobre el suelo

Sólo en caso de derrame de combustible. La Sala de Máquinas posee piso de cemento y en caso de producirse una contingencia de este tipo, se procederá de acuerdo al Procedimiento descrito en el apartado anterior.

Impacto negativo, potencial, temporal, localizado, bajo.

5.3.1. Grado de afectación del uso actual y potencial

El predio está destinado al emplazamiento de la Mini Central Hidroeléctrica que funcione en la década del '60 y que desde entonces todas sus instalaciones se encuentran abandonadas. De modo que se trata de la puesta en valor de una instalación abandonada y que actualmente se clasificaría como un pasivo ambiental ya que en su momento causó alteraciones en el medio como el uso del suelo sin un aprovechamiento en la actualidad. Su recuperación cumple además con una función social que aportará una mejor calidad de vida a los pobladores del lugar.

Cabe destacar que el servicio ofrecido en esta Mini Central Hidroeléctrica es el único en la zona por lo que cumple una función social muy importante como es la provisión de una mejoría de calidad del servicio eléctrico a la zona de influencia, además de su función turística como así también su función académica.

Impacto positivo, real, permanente, regional, medio.

5.4. Impacto sobre la vegetación/cultivos

La puesta en funcionamiento de la mini central no perjudicará el sistema de riego de las fincas. El azud funciona como pulmón de control del riego y también de reserva del recurso.

Impacto positivo, real, permanente, local, bajo.

5.5. Impacto sobre el ámbito sociocultural

Mejora la calidad de vida ya que provee de energía eléctrica a la zona de influencia.

Pone en valor un patrimonio histórico para la zona.

Utiliza energía renovable.

Uso turístico.

Uso educativo.

El impacto sociocultural es el más importante en este proyecto, debido a que además de inyectar energía a la red, representa la recuperación de unas instalaciones históricas e imponentes para su época lo que llevara a un aporte turístico para la zona. Hoy en día la recuperación de la Mini Central Hidroeléctrica se suma al proyecto nacional de ampliar la generación a través de ENERGIAS RENOVABLES.

Además, académicamente, al ser el único proyecto de su tipo en la provincia de La Rioja, la Mini Central Hidroeléctrica representa un lugar apropiado para realizar viajes de estudios para las distintas carreras universitarias afines.

La presencia de la Mini Central Hidroeléctrica es importante, convirtiéndose en el único proyecto, de la provincia, enmarcado dentro de la Ley Nacional 26190 –Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica-, promulgada en 2006 declara “de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad”. De modo que no sólo aporta a la calidad de vida de la zona de influencia sino que además cumple una función social destacada a nivel provincial y nacional.

Impacto positivo, real, permanente, regional, medio.

5.6. Impacto sobre la infraestructura de servicios

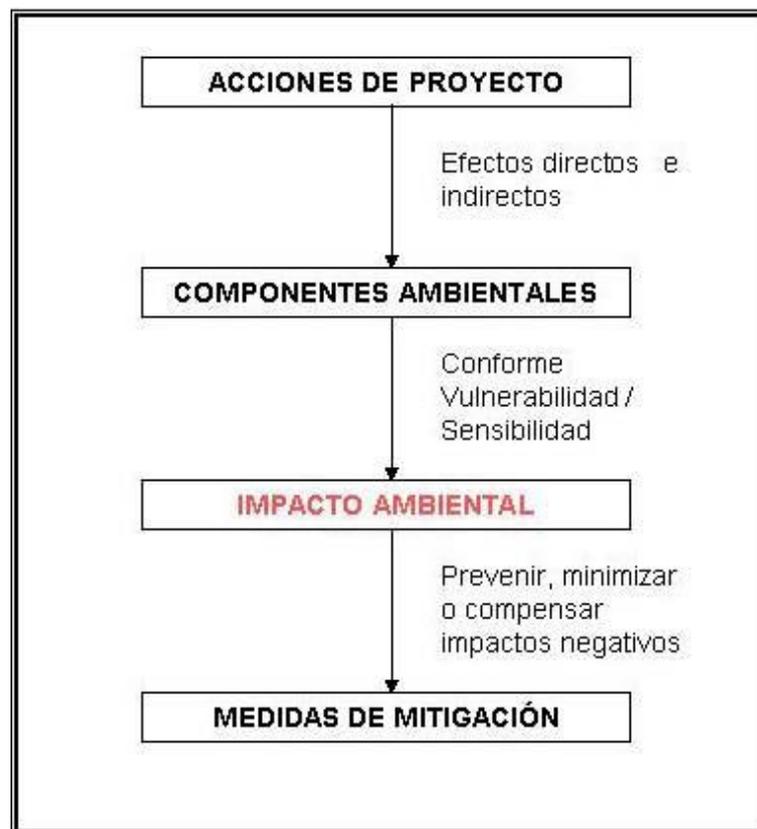
El proyecto aportará 157kw a la red, contribuyendo a cubrir la demanda de energía en la región ante una situación de crisis energética a nivel nacional. Es de destacar que el presente proyecto se encuadra dentro de la generación de energías alternativas, específicamente, las renovables, de manera que su impacto es positivo y de una magnitud moderada.

Impacto positivo, real, permanente, regional, medio.

6. MATRIZ DE EVALUACIÓN DE IMPACTOS

6.1. Metodología de Identificación y ponderación de Impactos Ambientales

El análisis de los impactos ambientales es un proceso analítico y sintético. El proceso de evaluación general se lleva a cabo considerando la totalidad de los potenciales procesos de interacción en relación a las actividades desarrolladas, con respecto a las componentes ambientales. En líneas generales la identificación de las interrelaciones cumple con la siguiente secuencia:



Los impactos ambientales identificados y su correspondiente valoración cuantitativa se describen claramente en la Matriz de Impactos Ambientales (Matriz de Importancia) presentada en el siguiente punto, donde la valoración asignada a cada impacto se basa en el análisis pormenorizado de las acciones y sus efectos.

Se identifican las acciones que puedan causar impactos sobre las diferentes componentes ambientales, siguiendo la siguiente estructura:

Acciones que:

- Modifican el uso del suelo.
- Implican emisión de contaminantes a la atmósfera, suelo, agua.
- Implican corrección de contaminaciones.
- Derivan del almacenamiento de residuos.
- Implican consumo de recursos.
- Tienen efectos sobre el medio biótico.
- Repercuten en otras infraestructuras.
- Modifican el entorno social, económico y cultural.
- Derivan del incumplimiento de la normativa medioambiental presente.

Se verifica de qué forma inciden estas acciones a lo largo de la vida de la Mini Central Hidroeléctrica, identificando los componentes ambientales que puedan ser afectados.

Esta información se manifiesta en una Matriz de Impacto Ambiental, donde se identifican las acciones generadoras del impacto, la componente ambiental afectada, el impacto y se enumeran las características del impacto (carácter, intensidad, reversibilidad, extensión y efecto). Se asignan valores a los parámetros descriptivos de cada impacto ambiental identificado, de acuerdo al análisis realizado, dichos valores contribuyen a conformar un único valor denominado Importancia del Impacto.

Las características del impacto son valoradas de acuerdo a lo definido en la siguiente tabla:

Parámetro	Descripción	Rango
Carácter	Define las acciones, como perjudicial (negativa) y beneficiosa (positiva).	Negativo Positivo
Intensidad	Se refiere al grado de incidencia de la acción sobre el factor afectado	Baja Media Alta Muy alta
Extensión espacial	Define la magnitud del área afectada por el impacto.	Puntual Local Extensa Regional
Reversibilidad	Evalúa la capacidad que tiene el factor afectado de revertir el efecto.	Corto plazo Medio plazo Irreversible
Efecto	Forma de manifestación del efecto sobre un factor como consecuencia de una acción (relación causa-efecto).	Indirecto Directo

Criterios para la asignación de rangos de atributos para cada parámetro de caracterización del Impacto Ambiental:

Carácter del impacto:

Impacto positivo: Es el admitido por la comunidad técnica y científica y la población en general.

Impacto negativo: Es el que se traduce en pérdida del valor natural, estético, cultural, perceptivo, de productividad ecológica o en aumento de los perjuicios derivados de la contaminación la erosión, y demás riesgos ambientales en discordia con la estructura ecológica y geográfica, el carácter y la personalidad de una zona determinada.

Probabilidad del impacto

Impacto real: el que efectivamente se produce ante la acción dada.

Impacto potencial: el que se puede producir ante determinadas circunstancias. El riesgo es un impacto de estas características.

Intensidad:

Intensidad baja: Expresa un disturbio mínimo del factor considerado.

Intensidad media: Expresa una alteración al componente ambiental con repercusiones moderadas.

Intensidad alta: Expresa una alteración bastante considerable que merece ser remediada.

Intensidad muy alta: Con efecto importante sobre el medio ambiente o sobre los recursos naturales. Expresa una destrucción parcial sustantiva del factor considerado.

Duración del impacto

Impacto temporal: es aquel que cesa el efecto cuando desaparece la acción que lo genera.

Impacto permanente: el efecto perdura aunque desaparezca la causa que lo originó.

Extensión:

Puntual: influencia dentro de predio.

Local: influencia hasta los 100 metros desde el límite del predio.

Extenso: influencia hasta los 2000 metros desde el límite del emprendimiento.

Regional: influencia mayor a 2000 metros desde el límite del emprendimiento.

Efecto:

Directo: la repercusión de la acción es consecuencia directa de ésta.

Indirecto: la manifestación del impacto no es consecuencia directa de la acción, sino que tiene lugar a partir de un impacto directo.

6.2. MATRIZ DE IMPACTO AMBIENTAL

Identificación de los impactos			Valoración de los impactos			
Componente ambiental afectada	Efecto	Acción generadora del impacto	Carácter	Probabilidad	Extensión	Intensidad
Agua	Uso del recurso como energía renovable	Gestión hídrica sustentable	+	Real	Regional	Baja
Aire	Emisión de gases/material particulado	Motores a combustión	-	Real	Local	Baja
	Ruidos/vibraciones	Turbinas	-	Real	Local	Baja
Suelo	Uso	Reutilización de lo ya implantado	+	Real	Local	Baja
Vegetación/cultivos	Riego	Control	+	Real	Local	Baja
Ámbito socio-cultural	Calidad de vida	Generación, educación y turismo	+	Real	Regional	Medio
	Infraestructura	Refacción y recuperación	+	Real	Regional	Medio
	Patrimonio histórico	Puesta en valor	+	Real	Regional	Medio

7. PLAN DE CONTINGENCIAS

7.1. PLAN DE MANEJO AMBIENTAL

El PMA incorpora las consideraciones ambientales que se implementan en el desarrollo de las actividades y la política ambiental aplicable.

En consideración a ello y aplicando el principio de prevención, se adoptan medidas tendientes a evitar estos impactos. En caso de ser inevitables, las medidas tienen un carácter de mitigación y/o corrección de los mismos.

Un impacto ambiental es cualquier acción transformadora ocasionada, ya sea en forma directa o indirectamente, por las actividades de la empresa, que produzcan o puedan producir cambios perjudiciales o beneficiosos sobre el medio ambiente.

A esta definición se la suele asociar al término *efecto* estableciendo de esta manera la relación *causa – efecto* que se constituye en el centro neurálgico de toda Gestión Ambiental, ya que el fin último perseguido es evitar, o al menos reducir, los *efectos negativos* que la actividad produce sobre el medio ambiente.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Identificar los aspectos ambientales de la actividad, las necesidades de formación del personal, planificando las actividades asociadas con esos aspectos medioambientales identificados para asegurar que se efectúan bajo las condiciones fijadas, los accidentes potenciales y situaciones de emergencia.

Mantener esta información actualizada.

Cumplir con los requisitos legales y de otro tipo al desarrollar el proyecto.

Proveer los recursos esenciales para la implantación y el control de la Gestión Ambiental, sean éstos humanos, de tiempo y monetarios.

Designar a un representante o representantes de la dirección que tendrán la autoridad necesaria para asegurar que la Gestión Ambiental se encuentra establecida y actualizada e informar acerca del funcionamiento de la misma.

Disponer que todo el personal (cuyo trabajo pueda afectar al medio ambiente) tenga la competencia profesional adecuada en base a una formación o experiencia requerida.

Revisar y corregir, periódicamente, sus planes de emergencia y procedimientos de respuesta.

Supervisar y medir las características claves de las operaciones y actividades que puedan tener un impacto significativo en el medio ambiente.

Evaluar el cumplimiento de la legislación y reglamentación medioambiental aplicable a la actividad.

Actuar de forma inmediata para mitigar cualquier impacto medioambiental producido por las no conformidades.

Registrar y comunicar a las autoridades competentes, cualquier cambio en los procedimientos.

7.2. Gestión de Residuos Peligrosos

Todos los residuos comprendidos en la Ley N° 24051 y sus Anexos se deben almacenar temporalmente en el Depósito de Residuos Peligrosos que la empresa acondicionará para tal fin. Para ello se seguirán las siguientes recomendaciones:

En primer lugar los residuos se dividirán en dos grandes grupos:

- c) Residuos Peligrosos Líquidos: son aquellos derivados de
 - a. Derrames accidentales de hidrocarburos (combustibles, lubricantes, etc.)
 - b. Solventes
 - c. Pinturas
 - d. Productos químicos diversos.

Estos se almacenarán de la siguiente manera:

- Se contará con recipientes diferenciados (distinto color y rotulados) en las distintas áreas generadoras de este tipo de residuos (playa, taller, lavadero, piletas de decantación, etc.), separando los residuos inertes de los peligrosos. En ningún caso se deberán mezclar estos residuos.
- Una vez colmatados los recipientes o contenedores, se entregarán al encargado de Depósito de RP para que trasvase su contenido a los tambores correspondientes, regresando el contenedor vacío a su lugar para reutilizarlo.
- En el Depósito se contará con tambores específicos para cada uno de ellos, es decir, un tambor para aceites, otro tambor para solventes, etc., sin mezclarlos entre sí. Los tambores deben estar en buenas condiciones, pintados de color negro y con un cartel indicativo del contenido. Una vez llenos, se tapan y se les colocará un plástico en la parte superior para impermeabilizarlo. El plástico se fijará con cinta de embalar alrededor del diámetro del tambor.
- Se identificarán las características de peligrosidad de cada tipo de residuo según Anexo II de la Ley N° 24051, las cuales estarán especificadas en los tambores, mediante rótulos y las hojas de seguridad disponibles en el área de almacenamiento y oficina del responsable de la gestión ambiental de la industria.
- Se elaborará un instructivo de procedimiento para cada residuo, que establezca las condiciones para los tambores, el manejo, el almacenamiento y el procedimiento en caso de derrames y emergencias.
- El tambor debe tener tapa con cierre hermético y límite máximo de contención hasta 90% de su volumen.

- El personal encargado del manejo de residuos sólidos peligrosos debe ser capacitado para tal efecto, de acuerdo a las guías técnicas de manejo.
- Cuando se completen 4 tambores y estén acondicionados para su traslado como se indicó anteriormente, se colocarán sobre un pallet y se cincharán entre sí para evitar que se muevan durante el transporte.
- d) Residuos Peligrosos Sólidos: dentro de este grupo se encuentran los siguientes residuos:
 - a. Guantes, trapos, envases plásticos, cartones, papeles, etc. impregnados con hidrocarburos (aceite, grasa, etc.) y solventes, pinturas, removedores, productos químicos, etc.
 - b. Filtros de aceite y piezas de recambio impregnadas con hidrocarburos.
 - c. Suelo contaminado con alguno de los derivados de hidrocarburos o productos químicos mencionados anteriormente.
 - d. Tubos fluorescentes y otros residuos eléctricos y/o electrónicos (circuitos impresos, consumibles, equipos de telefonía fija o móvil, herramientas manuales eléctricas, monitores, computadoras, impresoras, faxes, etc.).
 - e. Baterías de tamaño pequeño.

Con estos residuos se procederá de la siguiente manera:

- Cada uno de estos residuos se recogerá en recipientes diferenciados (distinto color y rotulados) que se encontrarán en las áreas donde se generan, separando los residuos inertes de los peligrosos. En ningún caso se deberán mezclar estos residuos.
- En el caso de suelo contaminado (arena, aserrín o materiales absorbentes), éste deberá recogerse en bolsas plásticas de 200 micras de espesor y no más de 90 cm de alto. Las bolsas se colocarán en tambores de iguales características ya señaladas.
- Una vez colmatados los recipientes o contenedores, se entregarán al encargado de Depósito de RP para que trasvase su contenido a los tambores correspondientes, regresando el contenedor vacío a su lugar para reutilizarlo.
- Cuando se completen 4 tambores y estén acondicionados para su traslado como se indicó anteriormente, se colocarán sobre un pallet y se cincharán entre sí para evitar que se muevan durante el transporte.

Una vez acondicionados y listos para su traslado se pueden colocar fuera del Depósito de Residuos Peligrosos para dejar espacio libre a otros tambores aún sin llenar.

7.3. Control de emisiones gaseosas

Las medidas a implementar son:

- Correcto mantenimiento de los equipos e instalaciones de la Unidad.
- Control periódico de los detectores de concentración de vapores inflamables.

7.4. Medidas relativas a la Seguridad

- Se mantiene actualizada la señalización adecuada y cartelería delimitando las zonas críticas de la Unidad restringiendo su acceso a personal autorizado.
- El personal posee la ropa de trabajo adecuada.

7.5. Gestión de efluentes

En caso de producirse, los efluentes contaminados con hidrocarburos, se colocarán en tambores de color negro en desuso y en perfectas condiciones de estanqueidad para su almacenamiento temporal en el Depósito de Residuos Peligrosos. El volumen a ocupar por los líquidos peligrosos será como máximo el 90% de la capacidad del tambor. Una vez llenos, se deberán tapar y sellar. En el Depósito permanecerán hasta su gestión según lo establecido en la Ley Nacional N° 24.051.

7.6. PLAN DE ACCIÓN FRENTE A CONTINGENCIAS AMBIENTALES

Derrame de Combustibles

Ante un derrame accidental:

- Se procederá a contenerlo inmediatamente o retirar la fuente que originó el derrame del lugar.
- Si el derrame es sobre suelo, se retirará con una pala todo el material contaminado y se depositará en una bolsa plástica resistente al peso. Se identificará con rótulo el contenido, por ejemplo: "Suelo contaminado con combustible" y se trasladará al Depósito de Residuos Peligrosos ubicado en el predio.
- Si el derrame es sobre pavimento, se cubrirá con material absorbente la totalidad de la mancha, con una capa de espesor adecuado que asegure la absorción total del hidrocarburo.
- Se deja actuar como mínimo 30 minutos para asegurar la absorción total del hidrocarburo y se procede igual que lo indicado para suelo contaminado.
- Los derrames contenidos en estado líquido se colocarán en bidones o tambores bien cerrados y etiquetados y se trasladarán al Depósito de Residuos Peligrosos.
- Todos los residuos aquí generados permanecerán almacenados temporalmente hasta su gestión definitiva según normativa aplicable.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Reutilización de un pasivo ambiental (construcciones que en su momento causaron un impacto en el entorno y que hoy están abandonadas).
2. Mejora de la estética del entorno con la reactivación de la mini central.
3. Puesta en valor de un patrimonio histórico de la zona.
4. Generación de energía eléctrica a través de recursos renovables.
5. Reactivación de la Mini Central Hidroeléctrica sin afectar negativamente el sistema de riego actual de la zona.

Por otra parte, es importante la influencia y el aporte a la calidad de vida de la zona y también a la infraestructura de servicios.

Se recomienda el Monitoreo y Control Ambiental por parte de un Responsable que verifique periódicamente la gestión adecuada de todos los riesgos identificados y asociados a la actividad.

9. BIBLIOGRAFÍA

- G. TYLER MILLER, JR.: "ECOLOGÍA Y MEDIO AMBIENTE", GRUPO EDITORIAL IBEROAMÉRICA, MÉXICO, 1994.
- INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICAS Y CENSOS (INDEC): "Censo Nacional de Población, Hogares y Vivienda", La Rioja (Argentina), 2010.
- INSTITUTO TECNOLÓGICO GEOMINERO DE ESPAÑA: "Evaluación y Corrección de Impactos Ambientales", editorial I.T.G.E., Madrid, 1991.
- LARRY W. CANTER: "Manual de Evaluación de Impacto Ambiental. Técnica para la elaboración de los estudios de impacto", Mc Graw Hill, 2ª. Edición, España, 1998.
- MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE (ED.): "Guía para la Elaboración de Estudios del Medio Físico. Contenido y Metodología", Secretaría General de Medio Ambiente, Madrid (España), 1998.
- SECRETARÍA DE EDUCACIÓN (ED.): "Listado de Establecimientos Educativos de la Provincia de La Rioja", Gobierno de la Provincia de La Rioja (Argentina), 2004.
- SECRETARÍA DE ESTADO DE SALUD PÚBLICA: "Nómina de Establecimientos Sanitarios de la Zona Sanitaria I", Ministerio de Salud y Acción Social, Gobierno de La Rioja, La Rioja (Argentina), 2008.
- SECRETARÍA DE AMBIENTE Y DESARROLLO SUSTENTABLE: "Mapa Forestal Provincia de La Rioja", Unidad de Manejo del Sistema de Evaluación Forestal de la Dirección de Bosques- Actualización año 2002, Septiembre 2006.
- DIRECCIÓN GENERAL DE ESTADÍSTICAS Y SISTEMAS DE INFORMACIÓN
Flujo de erogaciones

ANEXO III

**L
E
Y
E
S
Y
N
O
R
M
A
S
A
P
L
I
C
A
D
A
S**

Secretaría de Energía

ENERGIA ELECTRICA

Resolución 220/2007

Habilitase la realización de Contratos de Abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, presentadas por parte de Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que hasta la fecha no sean agentes del Mercado Eléctrico Mayorista. Características.

Bs. As., 18/1/2007

VISTO el Expediente N° S01:0010312/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las Leyes N° 24.065, 25.561 y 26.077, y

CONSIDERANDO:

Que como se explicitara en la Ley N° 24.065, dentro de los objetivos de la política nacional en materia de energía eléctrica, se incluye, además de proteger adecuadamente los derechos de los usuarios, el de *alentar las inversiones necesarias para asegurar el suministro a largo plazo.*

Que en las actuales circunstancias, para dar un nuevo impulso al ingreso de nueva oferta energética, resulta conveniente aprestar las bases reglamentarias aplicables, dando las señales económicas necesarias y disponer las vías de acción a seguir por parte de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), o los que pretendan serlo, para la instalación de nueva oferta de generación.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 9° del Decreto N° 1142 de fecha 26 de noviembre de 2003.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley N° 15.336 y los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, del Artículo 8° del Decreto N° 186 de fecha 25 de julio de 1995 y de lo dispuesto por el Artículo 1° Decreto N° 432 de fecha 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° — Habilitase la realización de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO entre el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, presentadas por parte de Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que, a la fecha de publicación del presente acto, no sean agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) o no cuenten con las instalaciones de generación a comprometer en estas ofertas habilitadas comercialmente, o que a dicha fecha no estén interconectados al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), en adelante "CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM".

Art. 2° — Estarán habilitados a ser parte de las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, todos aquellos proyectos de instalación de generación adicional en los que participe el Estado Nacional, ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA), o los que el Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios así lo determine, cuya habilitación comercial se produzca con posterioridad a la fecha de publicación de la presente resolución conforme los términos dispuestos en el artículo anterior, con excepción de la potencia que esté comprometida como respaldo de Contratos de Abastecimiento, de Exportación, de Disponibilidad de Potencia o de cualquier otro tipo o servicio, en donde se haya comprometido la disponibilidad de potencia al cubrimiento de dichos Contratos.

Art. 3° — Los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM tendrán las siguientes características:

- a) Vigencia: DIEZ (10) años o un plazo inferior que establezca excepcionalmente esta SECRETARIA DE ENERGIA.
- b) Parte Vendedora: el Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) cuya oferta haya sido aprobada por esta SECRETARIA DE ENERGIA.
- c) Parte Compradora: El MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en su conjunto, representado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), con el objeto de satisfacer los requerimientos de demanda que se comercializan en el Mercado "Spot" de dicho Mercado a Precio Estacional. En ese sentido, dicha Compañía actuará en los términos establecidos en el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 2022 de fecha 22 de diciembre de 2005.

- d) La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora se determinará en base a los costos aceptados por esta SECRETARIA DE ENERGIA.
- e) El punto de entrega de la energía y potencia contratada será el Centro de Cargas del Sistema (CCS).
- f) Incluirán un régimen de sanciones por incumplimiento, función de la afectación que pueda introducir la indisponibilidad de las unidades comprometidas en los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM en el adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).
- g) Las máquinas y centrales afectadas al cubrimiento de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM generarán en la medida que resulten despachadas por COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 4º — Todas aquellas ofertas de disponibilidad de generación adicional que pretendan la celebración de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM en el marco de esta norma, deberán presentar ante esta SECRETARIA DE ENERGIA los proyectos de inversión respectivos, adjuntando la siguiente información:

- a) La/s unidad/es a ser habilitada/s y que asumirá/n el compromiso.
- b) Disponibilidad Garantizada de la/s unidad/ es habilitada/s que asumirá/n el compromiso.
- c) Duración ofertada del CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM.
- d) Período de vigencia de la oferta.
- e) La disponibilidad de potencia comprometida para todo el período ofertado en MEGAVATIOS (MW) (disponibilidad). Esta SECRETARIA DE ENERGIA podrá establecer valores límites a la potencia comprometida.
- f) La oferta deberá contener una desagregación de todos los costos fijos y variables y, en particular, los correspondientes al financiamiento utilizado para la instalación de la nueva capacidad ofertada.
- g) La documentación respaldatoria que permita acreditar la desagregación de costos presentada.

En base a la información remitida, esta SECRETARIA DE ENERGIA evaluará las ofertas presentadas e instruirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) sobre aquellas que resulten aceptadas para su contratación, indicando expresamente la anualidad de los costos de instalación a considerar y/o la metodología de cálculo que se deberá aplicar a esos efectos, como también los costos fijos y variables aceptados a ser reconocidos en el contrato de abastecimiento a suscribir por la operación del equipamiento comprometido. Junto con dicha instrucción, esta SECRETARIA DE ENERGIA remitirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) el texto del contrato a suscribir, como así también la metodología a implementar para su inclusión en las Transacciones Económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Asimismo, a los fines de la evaluación de las ofertas, esta SECRETARIA DE ENERGIA, podrá solicitar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) la realización de todos los estudios técnicos necesarios para verificar que el aporte de energía proveniente de la nueva capacidad sea conveniente para el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), desde el punto de vista de la seguridad y confiabilidad del sistema en su conjunto.

Art. 5º — Establécese que la potencia que resulte asignada y la energía suministrada en cumplimiento de cada CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM, recibirá una remuneración mensual, calculada en base a la anualidad de los costos de instalación a considerar, y los costos fijos y variables requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido, de acuerdo a la metodología que se defina en el respectivo contrato.

Los referidos costos podrán ser revisados por esta SECRETARIA DE ENERGIA cuando alguno de sus componentes presente variaciones significativas, de manera de garantizar que dicho costo siempre se encuentre cubierto por la remuneración asignada al correspondiente CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM.

Los agentes Distribuidores y/o Prestadores de dicha función del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que abonen sus compras en el Mercado "Spot" a Precio Estacional, abonarán el precio ofertado en los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM a través de dichos precios estacionales.

La potencia y energía entregadas horariamente en el Mercado "Spot" del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), por sobre las comprometidas en los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM y no estén afectados a respaldar otros contratos del Mercado a Término, serán remuneradas según lo establecido en el apartado 3.5 "Remuneración a Generadores" del Capítulo 3 de "Los Procedimientos" y demás normativa concordante.

Art. 6º — Establécese que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA) deberá emitir la documentación comercial que resulte necesaria para la realización de la facturación de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM, así como realizar las adecuaciones que resulten pertinentes sobre todas aquellas cuestiones transaccionales u operativas que fueren menester.

Art. 7º — Establécese que los Agentes Generadores que hayan suscripto CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM deberán cumplir, en función de sus características técnicas, con todos los requisitos establecidos en "Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)". La SECRETARIA DE ENERGIA podrá adecuar dichos requerimientos en caso de ser necesario.

En este contexto, estos Agentes Generadores deberán declarar los Costos Variables de Producción (CVP) y Valores del Agua (VA) de las unidades comprometidas en los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM de acuerdo a la metodología vigente y a los máximos costos que fueren reconocidos en los términos de la presente norma.

Art. 8° — Establécese que, en tanto sea de aplicación la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003, las obligaciones de pago derivadas del presente CONTRATO, tendrán una prioridad de cancelación igual a las establecidas en el numeral e) del artículo 4° de esta resolución.

En el caso que se modifique el orden de prioridad a aplicar para la consolidación de las deudas a favor de los acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003, la prioridad de cancelación de las obligaciones de pago derivadas de los CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM no podrá ser inferior a la correspondiente al reconocimiento de los costos operativos de los generadores térmicos.

Art. 9° — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 10. — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 11. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

Normas que modifican y/o complementan a

Resolución 220/2007 SECRETARIA DE ENERGIA

Número/Dependencia	Fecha Publicación	Descripción
Resolución 200/2009 SECRETARIA DE ENERGIA	19-mar-2009	ENERGIA ELECTRICA HABILITACION PARA LA REALIZACION DE CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO - EXTIENDESE
Resolución 712/2009 SECRETARIA DE ENERGIA	15-oct-2009	ENERGIA ELECTRICA REALIZACION DE CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO - HABILITASE
Resolución 762/2009 SECRETARIA DE ENERGIA	11-nov-2009	SECRETARIA DE ENERGIA PROGRAMA NACIONAL DE OBRAS HIDROELECTRICAS - CREACION
Resolución 1049/2012 SECRETARIA DE ENERGIA	01-ago-2012	MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS AGENTES DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA
Resolución 95/2013 SECRETARIA DE ENERGIA	26-mar-2013	ENERGIA ELECTRICA MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

Resolución 200/2009

Extiéndese la habilitación para la realización de contratos de abastecimiento previstos en la Resolución N° 220/07 a los agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores que sean agentes del Mercado Eléctrico Mayorista.

Bs. As., 16/3/2009

VISTO el Expediente N° S01:0010312/2007 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las Leyes Nros. 24.065 y 25.561, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley N° 24.065 estipula dentro de los objetivos de la política nacional en materia de energía eléctrica, alentar las inversiones necesarias para asegurar el suministro a largo plazo.

Que asimismo el marco regulatorio eléctrico fija como objetivo primordial proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.

Que conforme lo mencionado, la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS dictó la Resolución N° 220 de fecha 18 de enero de 2007 con el objeto de fomentar el ingreso de nueva oferta energética, dando las señales económicas necesarias y disponiendo las vías de acción a seguir por parte de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), o los que pretendan serlo, para la instalación de nueva oferta de generación.

Que teniendo en cuenta que mediante la Resolución antes mencionada se logró contar con nueva oferta energética en el MEM, esta Secretaría entiende necesario extender la medida mencionada, atento el continuo crecimiento económico del país y el consecuente mayor consumo de energía eléctrica.

Que conforme lo expuesto se considera necesario extender la posibilidad de realizar contratos de abastecimiento en el Mercado Eléctrico Mayorista a los agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores que cuenten al momento del dictado de esta Resolución con instalaciones de generación a comprometer, y que sean objeto de participación estatal mayoritaria o que sean empresas controladas por el ESTADO NACIONAL.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS DEPENDIENTE DE LA SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley N° 15.336 y los artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065 y del Artículo 8° del Decreto N° 186 de fecha 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° — Extiéndase la habilitación para la realización de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO previstos en la Resolución N° 220 de fecha 18 de enero de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), a los Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que, a la fecha de publicación del presente acto, sean agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), y que sean objeto de participación estatal mayoritaria o que sean empresas controladas por el ESTADO NACIONAL, en adelante "CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM".

Art. 2° — La SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, adecuará las condiciones de contratación de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM enmarcados dentro de la Resolución N° 220 de fecha 18 de enero de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, atento lo estipulado en el Artículo 1° de la presente Resolución.

Art. 3° — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 4° — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMESA).

Art. 5° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

Secretaría de Energía

ENERGIA ELECTRICA

Resolución 712/2009**Habilitase la realización de Contratos de Abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada.**

Bs. As., 9/10/2009

VISTO el Expediente N° S01:0344712/2009 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley N° 26.190 establece el REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADA A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA.

Que dicha ley declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energías renovables con destino a la prestación del servicio público.

Que asimismo establece, como objetivo alcanzar una contribución de las fuentes de energías renovables del OCHO POR CIENTO (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de DIEZ (10) años a partir de la puesta en vigencia del régimen mencionado.

Que además, la Ley N° 26.093 dispone un REGIMEN DE REGULACION Y PROMOCION PARA LA PRODUCCION Y USO SUSTENTABLES DE BIOCOMBUSTIBLES en el territorio de la Nación Argentina.

Que a los efectos de dar cumplimiento a los mandatos legislativos mencionados, esta Secretaría dentro del marco de su competencia pretende dar impulso al ingreso de nueva oferta de generación eléctrica utilizando fuentes renovables.

Que en tal sentido, a través de la Providencia MPFIPyS N° 794 de fecha 13 abril de 2009 se instruyó a ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) a instrumentar un proceso licitatorio convocando a ofertas de disponibilidad de generación de energía proveniente de fuentes de origen renovables por un total de MIL QUINCE MEGAVATIOS (1015 MW) de potencia instalada.

Que ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) ha convocado, a través de la Licitación Pública Nacional e Internacional EE N° 001/2009, a la presentación de ofertas de Provisión de Energía Eléctrica a Partir de Fuentes Renovables.

Que atento lo expuesto, resulta necesario disponer las bases reglamentarias aplicables, dando las señales económicas y normativas necesarias para la instalación de nueva oferta de generación de energía eléctrica, que utilice recursos renovables.

Que como antecedente cabe mencionar que, según lo dispuesto en la Resolución N° 220 de fecha 18 de enero de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha sido habilitada la realización de Contratos de Abastecimiento entre el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada.

Que de acuerdo a los recursos explotados para la generación de energía eléctrica, los proyectos sobre energías renovables implican la adopción de medidas particulares para el sector.

Que de acuerdo a la particularidad de estos proyectos es imprescindible establecer contratos a largo plazo para la comercialización de la energía generada.

Que a medida que se incorporen al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) centrales de generación de energía eléctrica cuya producción tenga como origen un recurso primario de naturaleza aleatoria y renovable como es el caso de la energía eólica, solar, geotérmica u otras, las reservas de potencia destinadas a la regulación de la frecuencia y las reservas operativas de corto plazo requerirán ser adecuadas con el fin de no disminuir la calidad de servicio existente.

Que a los efectos de contemplar adecuadamente las particularidades que presenta la operación de las centrales antes aludidas, corresponde incorporar a "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios" (LOS PROCEDIMIENTOS) aprobados por Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias, los criterios y las pautas básicas a aplicarse para su vinculación al Sistema Interconectado Nacional (SADI) y/o a los Prestadores Adicionales de la Función Técnica de Transporte

de Energía Eléctrica (PAFTT), como así también aquellas asociadas a la programación y el despacho de la producción de energía eléctrica a partir de tales fuentes renovables.

Que, conforme lo anterior, se entiende necesario incorporar el Anexo 39 – GENERACION CON FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA, EXCLUIDA LA HIDRAULICA Y LA EOLICA.

Que, asimismo por el avance de la tecnología resulta pertinente adecuar aquellas estipulaciones establecidas en LOS PROCEDIMIENTOS en lo que respecta a las centrales de generación eólica, resultando conveniente reemplazar el Anexo 40 – GENERACION EOLICA.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley N° 15.336 y los artículos 35, 36, 85 de la Ley N° 24.065, del Artículo 8° del Decreto N° 186 de fecha 25 de julio de 1995, de lo dispuesto por el Artículo 1° del Decreto N° 432 de fecha 25 de agosto de 1982 y las Resoluciones N° 08 del 5 de abril de 2002 y N° 246 del 4 de julio de 2002 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° — Habilítase la realización de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO entre el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada, presentadas por parte de ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) en su calidad de Agente del Mercado que, a la fecha de publicación del presente acto no cuenten con las instalaciones de generación a comprometer en estas ofertas habilitadas comercialmente, o que a dicha fecha no estén interconectados al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), en adelante "CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES".

Art. 2° — Estarán habilitados a ser parte de las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada, todos aquellos proyectos de instalación de generación que presente ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA), los cuales hayan sido seleccionados como resultado del proceso establecido a través de la Licitación Pública Nacional e Internacional EE N° 001/2009.

Art. 3° — Los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES podrán celebrarse tanto para proyectos que utilicen tecnologías que permitan respaldar la potencia de sus unidades generadoras, como en aquellos proyectos en los que esto no fuera posible de acuerdo a las características del recurso explotado y/o la tecnología aplicada; entiéndase "CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES POR POTENCIA" y "CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES POR CANTIDAD DE ENERGIA SUMINISTRADA" respectivamente, cuyos modelos se adjuntan como ANEXO I y II, los cuales forman parte integrante de la presente resolución.

Art. 4° — Los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES tendrán las siguientes características:

a) La vigencia será de QUINCE (15) años como máximo; siendo factible una prolongación de este plazo en hasta DIECIOCHO (18) meses para los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES POR CANTIDAD DE ENERGIA SUMINISTRADA.

b) La COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), en su carácter de parte compradora, abonará mensualmente un cargo adicional de hasta el DIEZ POR CIENTO (10%) al pautado en los contratos a celebrarse en concepto de retribución por la generación y energía asociada, a los fines de garantizar, a través de la conformación de un Fondo de Garantía de Pago, en hasta un VEINTE POR CIENTO (20%) las obligaciones futuras que surjan de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES.

Art. 5° — Todas aquellas ofertas de disponibilidad de generación en las que ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) pretenda la celebración de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES en el marco de esta norma, deberán presentar ante esta SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS la siguiente información:

- a) Emplazamiento de las unidades comprometidas.
- b) La/s unidad/es a ser habilitada/s y que asumirá/n el compromiso y su descripción técnica.
- c) Disponibilidad Garantizada de la/s unidad/es habilitada/s que asumirá/n el compromiso.
- d) Duración y tipo del CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES requerido a través de la oferta.
- e) Período de vigencia de la oferta.
- f) Precio y condiciones comerciales.
- g) Punto de conexión y fecha de ingreso al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

En base a la evaluación de las solicitudes presentadas por ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA), esta SECRETARIA DE ENERGIA deberá considerar la conveniencia de la contratación de la disponibilidad de generación y energía asociada, instruyendo a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) sobre aquellas que resulten aceptadas para su contratación y remitir el texto del contrato a suscribir con las particularidades de la contratación, en base a la información remitida por

ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) para cada caso en particular, conforme lo establecido en el presente artículo.

Art. 6° — Incorpórase como Anexo 39 - "GENERACION CON FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA, EXCLUIDA LA HIDRAULICA Y LA EOLICA" a "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)", aprobados por Resolución ex-SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, cuyo texto se encuentra contenido en el ANEXO III que forma parte integrante de la presente resolución.

Art. 7° — Sustitúyese el Anexo 40 - "GENERACION EOLICA" de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)", aprobados por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias, por el que como Anexo IV forma parte de la presente resolución.

Art. 8° — La remuneración en el Mercado Spot de la energía eléctrica producida por las centrales de generación alcanzadas por el Artículo 3° de la presente resolución, por fuera de los posibles compromisos en Contratos de Abastecimiento MEM que pudiera tener el correspondiente Agente Generador, será la dispuesta en LOS PROCEDIMIENTOS, conforme el Costo Variable de Producción (CVP) declarado por dicho Generador y aceptado por esta SECRETARIA DE ENERGIA. La eventual diferencia positiva entre el valor antes indicado de Costo Variable de Producción (CVP) y el Precio de Nodo del Generador en operación (PN), será incluida en la "Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho" del Fondo de Estabilización para su recuperación.

Art. 9° — Establécese que, hasta tanto sea de aplicación la Resolución N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 del Registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS las obligaciones de pago derivadas de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES, tendrán una prioridad de cancelación igual a las establecidas en el inciso e) del Artículo 4° de dicha Resolución.

En el caso que se modifique el orden de prioridad a aplicar para la consolidación de las deudas a favor de los acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) establecido en dicha Resolución, la prioridad de cancelación de las obligaciones de pago derivadas de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES no podrá ser inferior a la correspondiente al reconocimiento de los costos operativos de los generadores térmicos.

Art. 10. — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica de esta Secretaría a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 11. — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), y a ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA).

Art. 12. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

NOTA: Los Anexos no se publican. La documentación no publicada puede ser consultada en la Sede Central de esta Dirección Nacional (Suipacha 767 - Ciudad Autónoma de Buenos Aires) y en www.boletinoficial.gov.ar

SECRETARIA DE ENERGIA

Resolución 762/2009**Creáse el Programa Nacional de Obras Hidroeléctricas.**

Bs. As., 5/11/2009

VISTO el Expediente N° S01:0443276/2009 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que en el Marco del Plan Energético Nacional, presentado oportunamente por el GOBIERNO NACIONAL, se contempla la ejecución de Obras de Infraestructura Energética destinadas a fomentar el normal desenvolvimiento del Sistema Energético Nacional y de esa manera contribuir al crecimiento de la demanda existente, relacionada al desarrollo económico del País.

Que, como consecuencia de lo mencionado precedentemente, deviene necesario garantizar al aparato productivo, así como al conjunto de la población, un adecuado abastecimiento en materia energética, contribuyendo de esta manera con la continuidad del crecimiento de los sectores industriales del País.

Que dentro de las funciones asignadas a la SECRETARIA DE ENERGIA, del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, se encuentran las de estudiar y analizar el comportamiento de los mercados energéticos, elaborando el planeamiento estratégico en materia de energía eléctrica.

Que para concretar los objetivos propuestos en los considerandos precedentes resulta necesario avanzar en la concreción de las obras hidroeléctricas que se encuentran en etapa de evaluación y/o licitación, como también de aquellas que se identifiquen como necesarias para lograr el fin reseñado.

Que tales obras conllevan períodos de construcción prolongados, los que deben ser acompañados por una estructura de financiamiento que permita hacer frente a las erogaciones asociadas a la construcción de dichas obras.

Que a través de la Resolución N° 220 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 18 de enero de 2007, se habilitó la realización de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO entre el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada adicionales, presentadas por parte de agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores que cumplan con las condiciones de dicha Resolución, la que fuera extendida por la Resolución N° 200 de la SECRETARIA DE ENERGIA de fecha 16 de marzo de 2009, para permitir la participación de aquellos agentes que sean objeto de participación estatal mayoritaria o que sean empresas controladas por el ESTADO NACIONAL.

Que, de la misma manera que en las ofertas de generación aludidas en el considerando anterior, resulta conveniente la realización de contratos de abastecimiento en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que permitan su comercialización en dicho Mercado y aseguren el flujo de fondos necesarios para el repago de las inversiones en estas obras hidroeléctricas.

Que, conforme lo anterior, corresponde fijar las pautas y condiciones a través de las cuales se reconocerán los costos de inversión y de operación y mantenimiento de las centrales que se construyan bajo el régimen que se instaura por el presente acto.

Que corresponde a la SECRETARIA DE ENERGIA la tarea de determinar los términos y condiciones, en base a principios de racionalidad económica, equidad y beneficios operativos para el conjunto del sistema eléctrico, bajo los cuales calificarán las obras hidroeléctricas a ser ejecutadas al amparo del PROGRAMA NACIONAL DE OBRAS HIDROELECTRICAS, que por la presente se crea.

Que en relación a lo señalado en el considerando anterior, esta SECRETARIA DE ENERGIA creará, en su ámbito, un Grupo Técnico específico, el cual asesorará a esta Secretaría en todas las tareas que demande la supervisión de la gestión de los contratos.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 1° del Decreto N° 432 de fecha 25 de agosto de 1982, y el Decreto N° 186 de fecha 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° — Créase el PROGRAMA NACIONAL DE OBRAS HIDROELECTRICAS (el PRO- GRAMA NACIONAL), el cual tendrá como objetivo principal incentivar y sostener la construcción de Centrales Hidroeléctricas, cuya duración será la necesaria para permitir la finalización de la totalidad de las obras que se incorporen al mencionado Programa.

Art. 2° — Habilitase la realización de Contratos de Abastecimiento MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) correspondientes a las Obras Hidroeléctricas que se incorporen al PROGRAMA NACIONAL, entre la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), actuando bajo los términos establecidos en el Artículo 1° de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 2022 de fecha 22 de diciembre de 2005, y el Agente Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que esta SECRETARIA DE ENERGIA instruya específicamente; cuyas condiciones particulares y adicionales de aplicación, serán determinadas por esta Secretaría en ocasión de informar las Centrales Hidroeléctricas a los que les serán aplicables.

Art. 3° — Los Contratos de Abastecimiento para Obras Hidroeléctricas tendrán como objeto, entre otros, el repago de las inversiones realizadas y del financiamiento utilizado para la concreción de todas las obras hidroeléctricas incluidas en el PROGRAMA NACIONAL.

Art. 4° — La vigencia de los Contratos de Abastecimiento referidos en el artículo anterior, será de hasta un máximo de QUINCE (15) años, el que podrá ser extendido excepcional y fundadamente, por esta SECRETARIA DE ENERGIA. Vencido el plazo de vigencia del contrato, cada Central Hidroeléctrica podrá comercializar su generación de energía eléctrica, al Precio que se reconozca en cada momento en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Art. 5° — La SECRETARIA DE ENERGIA establecerá los términos y condiciones, en base a principios de racionalidad económica, equidad y beneficios operativos para el conjunto del sistema eléctrico, bajo los cuales calificarán las Obras Hidroeléctricas a ser ejecutadas al amparo del PROGRAMA creado por el artículo precedente.

Art. 6° — La implementación de la operatoria necesaria para poner en práctica el PROGRAMA NACIONAL instaurado por el artículo 1° de la presente norma, se establecerá en función de las condiciones generales y particulares a ser aprobadas por esta SECRETARIA DE ENERGIA teniendo en cuenta las distintas particularidades y características de cada obra hidroeléctrica.

Art. 7° — La SECRETARIA DE ENERGIA constituirá en su ámbito, el Grupo de "Asesoramiento Técnico para Aprovechamiento Hidroeléctricos", el cual tendrá como función principal el asesoramiento a esta Secretaría en todas aquellas tareas que demande la gestión de los contratos.

Art. 8° — La SECRETARIA DE ENERGIA definirá la metodología a aplicar por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a los efectos de realizar la facturación mensual a los Agentes Distribuidores y/o Prestadores del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica de los precios a reconocer a la generación de energía eléctrica producida por las centrales hidroeléctricas construidas bajo el PROGRAMA NACIONAL creado por el artículo 1° del presente acto.

Art. 9° — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sean menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 10. — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 11. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel O. Cameron.

MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS

SECRETARIA DE ENERGIA

Resolución N° 1049/2012

Bs. As., 6/7/2012

VISTO el Expediente N° S01:0163776/2011 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, las Leyes N° 24.065, N° 25.561, N° 26.077 y la Resolución N° 220 de fecha 18 de enero de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA, y

CONSIDERANDO,

Que a través de la Resolución N° 220 de fecha 18 de enero de 2007 de la SECRETARIA DE ENERGIA DEL MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS por medio de la cual se regularon las condiciones para la instalación de una nueva oferta de generación eléctrica por parte de agentes generadores, cogeneradores o autogeneradores que, a la fecha de publicación del acto, no fueran agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que la citada resolución prevé que las ofertas de generación que se encuadren en la misma contarán con Contratos de Abastecimiento MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), cuya definición y alcance se consignan en la citada norma.

Que tal normativa permite el acceso de nueva oferta de generación de energía eléctrica, parte de la cual se puede orientar a subsanar las restricciones existentes para satisfacer la demanda de generación de energía eléctrica en determinadas zonas que no cuentan con suficiente capacidad de transporte, conforme fuera oportunamente informado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) a la SECRETARIA DE ENERGIA DEL MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Que a tal efecto y con el objeto de canalizar una solución a la problemática existente, se decidió recurrir a la alternativa de "GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DISTRIBUIDA (GEED)".

Que ésta básicamente consiste en la instalación de Centrales Térmicas modulares, transportables o estacionarias, de rápida construcción y puesta en condiciones de operación a localizarse en regiones cuyos consumos en horas pico, debido al crecimiento de la demanda, no pueden ser atendidos sin encarar costosas inversiones en la infraestructura de transporte de energía eléctrica.

Que conforme surge de los considerandos precedentes, con el dictado de la Resolución N° 220/2007 y complementariamente con la Resolución N° 1836 de fecha 27 de noviembre de 2007, ambas del registro de la SECRETARIA DE ENERGIA, se planteó un nuevo escenario y una importante oferta de generación, a través de la Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED).

Que la GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DISTRIBUIDA (GEED) aparece como una herramienta idónea para dar respuesta a las necesidades de abastecimiento de energía eléctrica planteadas por nuestra sociedad, a costos razonables, en cortos plazos, y mejorar sensiblemente la calidad de servicio y la confiabilidad del mismo.

Que sobre el particular cabe poner de relieve que la variabilidad de precios de fuentes primarias de energía, tales como petróleo, carbón y gas, la dependencia energética, la creciente escasez de algunos recursos, el crecimiento acelerado de muchas regiones, las exigencias a los sistemas de transporte, el tiempo que demandan las obras a efectos de adecuar los sistemas de distribución, la necesidad de mejorar la calidad del servicio adicionado a los requerimientos de las nuevas tecnologías y la obtención de índices de confiabilidad de suministro para sistemas de producción continua, a efectos de asegurar y mejorar la calidad de vida de sus habitantes y fortalecer la infraestructura aplicada a la producción y al trabajo, son aspectos que se observan en distintos países y la REPUBLICA ARGENTINA no está ajena al crecimiento sostenido de la penetración de la Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED) en el mundo.

Que en el derecho comparado, se define Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED) como un nuevo sistema de generación y que, en tal sentido, ha merecido el dictado de una regulación normativa que refleja las particularidades que la tipifican.

Que entre las variantes de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED), se encuentran aquellas formas de generación producidas por unidades autónomas y transportables, o autónomas estacionarias para ser instaladas en los sistemas de transporte subtruncal o distribución regional o local, con la finalidad de actuar ante fallas del sistema o refuerzos de los mismos o frente a interrupciones del suministro por contingencias climáticas adversas, aportando disponibilidad, energía, regulación y flexibilidad a dichos sistemas, debiendo funcionar conectados a una red activa (funcionamiento en paralelo) o de manera aislada (funcionamiento en isla).

Que, en el País, no obstante el desarrollo alcanzado por esta modalidad, la Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED) en la actualidad no cuenta con un marco regulatorio en sintonía con los cambios que se persiguen y con compromisos concretos en las distintas políticas en materia energética.

Que en tal orden de ideas, debe ponderarse que la participación de la Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED), como nuevo factor del Mercado Eléctrico, interviene directamente en la tradicional segmentación de este sector requiriendo nuevas normativas y una reglamentación clara que permita una adecuada compatibilidad entre los distintos elementos componentes del sistema eléctrico, armonizándolo con pautas ambientales que aseguren niveles adecuados de calidad de vida de la población.

Que, por todo ello, esta SECRETARIA DE ENERGIA ha promovido activamente el desarrollo de la actividad denominada Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED), atendiendo tanto a los crecientes requerimientos del SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL como a los compromisos de mejora en la calidad de vida y condiciones de producción en distintas localidades del territorio nacional.

Que por todo lo expuesto y en ausencia de una reglamentación específica, se torna imperioso el dictado de una norma que regule de manera precisa y concreta esta nueva modalidad y su compatibilidad con las exigencias ambientales que debe cumplir todo generador, cogenerador y autogenerador.

Que en esta línea, la normativa de mención debe garantizar la seguridad y calidad del suministro, compatibilizándolo con la protección efectiva del ambiente.

Que es competencia de esta SECRETARIA DE ENERGIA fijar políticas acordes a esta opción que se incorpora a la realidad energética nacional, en el marco de su objetivo de conducción de las acciones tendientes a aplicar la política sectorial, orientando el proceso de adaptación de los nuevos operadores al interés general, respetando la explotación racional de los recursos y la preservación del ambiente.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente resolución se dicta conforme a las atribuciones otorgadas por el artículo 17 de la Ley N° 24.065 aprobada por el artículo 1° del Decreto N° 1398 de fecha 6 de agosto de 1992.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

ARTICULO 1° — Considérase a los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) generadores, autogeneradores y cogeneradores, que sean titulares de Contratos de Abastecimiento MEM, en los términos de la Resolución N° 220 de fecha 18 de enero de 2007 del registro de la SECRETARIA DE ENERGIA y que utilicen unidades de generación modulares, de rápida instalación y transportables o estacionarias, como generadores que desarrollan la actividad de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED).

ARTICULO 2° — Determinase que los agentes que desarrollen la actividad de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED) deberán cumplir con las exigencias ambientales de la presente resolución en lo que respecta a los equipos asociados a la Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED). En caso de que un mismo generador disponga de otras unidades que no se encuadran en la definición del artículo 1°, a estas últimas no le será aplicable la presente Resolución.

ARTICULO 3° — Establécese que los agentes generadores que desarrollan actividad de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED) y contraten la operación u operación y mantenimiento de equipos generadores modulares y transportables o estacionarios con terceras organizaciones están obligados a hacer observar a sus contratistas y expresarlo en sus respectivos contratos, lo dispuesto en la presente.

ARTICULO 4° — Establécese que los agentes generadores obligados por esta resolución, conforme el artículo 2° de la presente, de unidades de generación equipadas con motores alternativos a pistón de ciclo Otto o ciclo diesel, que se encuentren habilitadas para funcionar a Gas Oil (GO) o Fuel Oil, deberán adecuar en cada una de ellas sus niveles de emisiones gaseosas de combustión, y los procedimientos para el monitoreo, registro, almacenamiento e informe a la autoridad de aplicación, a lo establecido en el ANEXO I que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTICULO 5° — Establécese que los agentes generadores comprendidos en esta resolución, móviles y transportables, que dispongan de unidades de generación equipadas con turbogeneradores habilitadas para funcionar a Gas Natural (GN) o Gas Oil (GO) hasta la potencia nominal máxima de 25 (VENTICINCO MEGAVATIOS), deberán adecuar en cada una de las unidades sus niveles de emisiones gaseosas de combustión y los procedimientos

para el monitoreo, registro, almacenamiento e informe a la autoridad de aplicación, de acuerdo con lo establecido en el ANEXO II que forma parte integrante de la presente resolución.

ARTICULO 6° — Establécese que los agentes generadores que desarrollen actividades de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED) y los eventuales contratistas encargados de la operación y mantenimiento de las unidades que integran la Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED) deberán observar la normativa ambiental vigente aplicable, del nivel nacional y jurisdiccional y deberán gestionar y mantener vigentes los permisos y habilitaciones que correspondan a su actividad, otorgados por las autoridades de aplicación respectivas.

ARTICULO 7° — Establécese que los agentes generadores que sean autorizados por la SECRETARIA DE ENERGIA, a desarrollar actividad de Generación de Energía Eléctrica Distribuida (GEED), deberán disponer de una Base de Datos integrada por la información que se detalla en el ANEXO III, que forma parte integrante de la presente resolución. Los formatos para el almacenamiento y procesamiento de la referida información, así como la frecuencia de la remisión de la misma, serán establecidos por el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), organismo descentralizado en la órbita de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

ARTICULO 8° — Exceptúase de las obligaciones que impone la presente resolución a las unidades de GEED que sean puestas en funcionamiento en el MEM a solicitud de la SECRETARIA DE ENERGIA por razones de emergencia o urgencia. En ese caso esta SECRETARIA DE ENERGIA efectuará un requerimiento expreso y fundado y de ser posible indicando el plazo tentativo de operación y el régimen de despacho previsto para esa unidad.

ARTICULO 9° — Establécese que los incumplimientos a las exigencias ambientales establecidas en la presente resolución serán pasibles de la aplicación de los procedimientos y sanciones previstos en las normas legales y reglamentarias de conformidad con el artículo 56, incisos k), m) y o), de la Ley N° 24.065.

ARTICULO 10. — EL ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), en su carácter de autoridad de aplicación, deberá arbitrar los medios y dictar los procedimientos específicos, para el cumplimiento de la presente resolución, dentro de un plazo de SESENTA (60) días corridos, a partir de la puesta en vigencia de la presente.

ARTICULO 11. — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), y a ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA).

ARTICULO 12. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Ing. DANIEL O. CAMERON, Secretario de Energía.

ANEXO I

Este anexo se refiere a las UGEED habilitadas para funcionar con Gas Oil (GO) y son motores de combustión interna (CI) cuya ignición se produce por compresión. Este grupo de equipos son transportables o estacionarios y están siendo operados en grupos que funcionan en paralelo o en isla, formando parte de una central térmica vinculada generalmente al sistema de transporte de EE y en algunos casos a sistemas de distribución.

También se refiere a las UGEED conformadas por equipos que están habilitados a funcionar con Fuel Oil (FO) o Gas Natural (GN). Por sus características, estos equipos pueden ser estacionarios y pueden integrarse a centrales térmicas preexistentes en el MEM o constituir una central nueva.

A los primeros se los identificará como UGEED-GO y las segundas como UGEED-FO.

1.- EMISIONES GASEOSAS DE LAS UGEED-GO

1.1. Parámetros a monitorear y frecuencia de las determinaciones

Los generadores alcanzados por la presente resolución y que disponen de una o más UNIDADES DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DISTRIBUIDA (UGEED), con motores alternativos a pistón de ciclo Otto o ciclo diesel, que a la fecha de puesta en vigencia de la presente se encuentren vinculadas al MEM y habilitadas a generar utilizando Gasoil (GO) deberán efectuar un test de verificación de los límites de emisión indicados en el punto 2 de este Anexo, en cada UGEED-GO, dentro del año a partir de la vigencia de la presente, de los siguientes parámetros: Oxidos de Nitrógeno: (NOx), Material Particulado Total: (MPT), Monóxido de Carbono: (CO), Dióxido de Azufre (SO2) y Oxígeno (O2) y Compuestos Orgánicos distintos del Metano (TGNMO).

1.2. Los procedimientos para la medición de estos parámetros serán los indicados en el Anexo a la Resolución ENRE N° 570/2009, o la que la reemplace en el futuro.

1.3 El ensayo de verificación del límite de emisión que se detalla en el punto 2 deberá repetirse como mínimo cada dos años o cada 4000 horas de funcionamiento, lo que ocurra primero.

1.4. El registro, procesamiento y validación de las determinaciones especificadas en el punto 1.1. deberá efectuarla el generador según se indica en el Anexo III y respetando las pautas que establezca el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

1.5. Están exentas de la realización de este ensayo las UGEED-GO que tengan una certificación del fabricante, respecto a sus emisiones y se encuentren dentro del período de garantía. Producido el vencimiento de dicha garantía, el generador deberá efectuar ese test, dentro de los 180 (ciento ochenta) días corridos del vencimiento de la misma.

2.- LIMITES DE EMISION para las UGEED-GO

Se establecen niveles máximos de emisión de cada UGEED habilitada a funcionar con Gas Oil (GO), en adelante UGEED-GO, en condiciones de funcionamiento a potencia nominal, los que se indican a continuación:

	NOx g/kWh	CO g/kWh	MP g/kWh	SO2 g/kWh	TGNMO g/kWh
ETAPA 1 hasta 01/01/2014	18	5	1,5	NE	NE
ETAPA 2 De 02/01/2014 EN ADELANTE	6	3,5	0,15	NE	0,25

La convergencia temporal hacia una mayor eficiencia podrá ser reformulada por la Autoridad de Aplicación.

Las UGEED-GO que se incorporen a las existentes o las reemplacen POR CUALQUIER MOTIVO, a partir del 30 de junio de 2012, deberán observar el estándar indicado para la ETAPA 2. Los generadores obligados por la presente Resolución presentarán antes del 2 de enero de 2013 el cronograma de reemplazo de las UGEED-GO que no cumplan con el estándar de la Etapa 2, o de las medidas de reducción de las emisiones para que todas sus UGEED-GO estén en condiciones de observar ese estándar a partir del 2 de enero de 2015.

Asimismo, aquellas UGEED-GO que al momento de entrar en vigencia la presente tuvieran un nivel garantizado de emisiones correspondientes a la Etapa 2 no podrán ser reemplazadas por unidades cuyo nivel de emisiones corresponda a la Etapa 1.

En caso de reemplazo de UGEED (GO y FO) por mantenimiento, avería u otro motivo, el equipo reemplazante, como mínimo, deberá tener un nivel de emisiones igual o inferior a la unidad reemplazada.

El combustible a emplear en las UGEED-GO tendrá un porcentaje máximo de Azufre, en concordancia con la Normativa vigente.

3.- EMISIONES GASEOSAS DE LAS UGEED-FO.

3.1. Parámetros a monitorear y frecuencia de las determinaciones

Durante el primer año de operación se realizará una medición de emisiones de las UGEED-FO, cada dos meses (seis mediciones al año), de los parámetros que se indican a continuación, con la unidad funcionando en condiciones de potencia nominal.

- NO_x en mg/Nm³ (expresado como NO₂) referido al 15 % de O₂
- SO₂ en mg/Nm³ referido al 15 % de O₂
- CO en mg/Nm³ referido al 15 % de O
- MPT en mg/Nm³ referido al 15 % de O₂
- % O₂

En los años subsiguientes, a partir de la fecha de su habilitación comercial y de operación de las UGEED-FO, se realizarán mediciones semestrales en cada una de las UGEED-FO.

3.2. Los procedimientos para la medición de estos parámetros serán los indicados en el Anexo a la Resolución ENRE N° 570/2009, o la que la reemplace en el futuro.

4.- LIMITES DE EMISION para las UGEED-FO

Las UGEED-FO que se instalen a partir de la vigencia de la presente deberán ser equipadas sin uso y disponer de certificado de fabricación. Los límites de emisión de dichas unidades tienen el carácter de valores guía o de referencia y son los que se indican a continuación:

		NOx g/kWh	CO g/kWh	MP g/kWh	SO2 g/kWh	HC g/kWh
ETAPA 1 Hasta 01/01/2015	Fuel Oil	16	1,0	1,5	NE	1,0
	Gas Natural	7	9,0	0,5	NE	9,0
ETAPA 2 de 02/01/2015 en adelante		Los valores límites podrán ser reformulados al 02/01/2013, en función de los resultados de los monitoreos efectuados sobre estas unidades, en cumplimiento de lo establecido en el punto 3.1.				

5.- OBSERVANCIA DE LOS VALORES DE CALIDAD DEL AIRE

Tanto las UGEED-GO como las UGEED-FO, individualmente o agrupadas en más de un módulo, integrando una central térmica, deberán observar en conjunto la normativa de calidad de aire fijado por la autoridad jurisdiccional, siguiendo la normativa local.

El procedimiento para tal verificación es el que establezcan los organismos jurisdiccionales competentes o en su defecto siguiendo las pautas establecidas en el Resolución ENRE N° 13/1997 o la que la reemplace en el futuro. En

caso de detectarse un apartamiento a los estándares de calidad de aire, sea a través de las determinaciones de calidad de aire en el entorno o mediante la aplicación de modelos de difusión atmosférica, el generador debe adoptar las medidas necesarias para disminuir las emisiones a valores compatibles con la calidad del aire, dentro de los doce meses de detectado el problema.

6.- HOMOLOGACION DE CONSUMOS ESPECIFICOS

Cada UGEED deberá disponer de la documentación de respaldo que acredite el Consumo Específico (CE) medido en kcal/kWh (kilocalorías por kilovatios hora). Para las UGEED que se instalen en el futuro, el ensayo deberá efectuarse con anterioridad a la puesta en servicio de la Unidad, tomando como referencia las pautas que a tal fin establezca CAMMESA o en su defecto las Normas de Consulta para Realizar los Ensayos de Consumo Específico, que se adjuntan al final del presente Anexo. Para las UGEED que se encuentran en servicio y no dispongan de este dato, el ensayo deberá efectuarse dentro de los 12 (doce) meses a partir de la vigencia de la presente.

En caso que dicho ensayo haya sido efectuado por el fabricante o sea un dato garantizado por él y la UGEED se encuentre dentro del período de garantía, se tomará como válido este valor garantizado, por el lapso que el emisor del certificado establezca.

Con anterioridad a la fecha de caducidad del ensayo de Consumo Específico (CE), el generador deberá efectuar un nuevo ensayo en todas sus UGEED, el que en todos los casos deberá ser efectuado con anterioridad al 2 de enero de 2015.

La Compañía del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (CAMMESA) podrá fijar los procedimientos específicos para la realización de los ensayos de CE y evaluar los certificados de respaldo que disponga el generador, efectuados para cada UGEED, si corresponde y de ser así los validará y entregará a éste la constancia de su dictamen en el que conste el período de validez de dicha validación.

7.- VERIFICACION DE LA INFORMACION ACREDITANTE

En el Anexo III se indican los datos y la documentación de respaldo que el generador debe presentar ante la SE, CAMMESA y el ENRE, según corresponda, en cumplimiento de la presente resolución.

8.- NORMAS DE REFERENCIA PARA REALIZAR LOS ENSAYOS DE CONSUMO ESPECIFICO (CE)

Para realizar los ensayos de CE, medición del consumo de calor y de potencia eléctrica en cada unidad a ensayar, como así también para la determinación de las características físico-químicas del combustible, CAMMESA emitirá el instructivo correspondiente. Sin perjuicio de ello, el generador podrá considerar las siguientes referencias:

ISO 3046-1 Ensayos de Performance de Unidades de Generación Eléctrica Equipadas con Motores de Combustión Interna.

ISO 15550 Requerimientos Generales para la Determinación de la Potencia en Motores de Combustión Interna.

ASME PTC 6 Report "Guidance for Evaluation of Measurement Uncertainty in Performance Test".

ASME PTC 17 "Reciprocating Engines Performance Test". ASTM D-95; D-4045; D-482; D-1298 y D-4868.

ANEXO II

A).- EMISIONES GASEOSAS. Los sujetos obligados por la presente Resolución conforme al artículo 2° de una o más UNIDADES DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA DISTRIBUIDA (UGEED), con turbogeneradores impulsados a gas natural o gasoil hasta la potencia máxima de 25 MW, expresarán el resultado de sus mediciones de emisión de NO_x, CO, MP, SO_x en g/Nm³ y, adicionalmente, deberán acreditar que los niveles de emisiones gaseosas de NO_x, resultantes de su funcionamiento en condiciones de máxima potencia continua a 50Hz, resultan inferiores a los límites máximos de emisiones (LME) que se indican a continuación:

LIMITES MAXIMOS DE EMISIONES GASEOSAS DE TURBOGENERADORES	
Gas Natural	Gas Oil
NO _x g/kWh	NO _x g/kWh
1	2

B).- VERIFICACION DE NIVELES DE EMISIONES GASEOSAS. A los efectos del artículo anterior, los sujetos obligados por la presente Resolución conforme al artículo 2° de las UGEED deberán acreditar periódicamente ante el ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD (ENRE), los niveles de emisiones gaseosas resultantes del funcionamiento de las mismas, cada seis meses.

C).- METODOLOGIA DE VERIFICACION DE CALIDAD DE AIRE. Los sujetos obligados por la presente Resolución conforme al artículo 2° deberán acreditar de manera previa al inicio de sus operaciones que el Estudio de Impacto Ambiental y Social del Proyecto que involucra las UGEED y los Planes de Gestión Ambiental desarrollados según los lineamientos del Anexo III de la presente Resolución, incluye la consideración detallada de las emisiones gaseosas, resultantes de su operación mediante alguno de los modelos matemáticos indicados como preferidos en la Resolución N° 13/1997 del ENRE, la que en un futuro la reemplace o resultare mandatorio de acuerdo con la normativa aplicable en la materia vigente en la jurisdicción donde fuera a implantarse el Proyecto. En todos los casos, deberá acreditarse haber considerado todos los criterios de parametrización de los modelos aplicados, conforme las recomendaciones emitidas por el organismo homologante del modelo.

La modelización matemática aquí prevista deberá considerar los niveles de emisiones gaseosas de NOx, CO, MP, SOx de la UGEED o conjunto de UGEED presentes en el mismo sitio, así como los aportes de gases equivalentes evaluados como producto de los estudios de calidad de aire de la zona de emplazamiento (calidad de aire de fondo), que deberán ser obtenidos mediante el relevamiento de la línea de base ambiental y social a incluir en el Estudio de Impacto Ambiental y Social antedicho.

Si surgieran incongruencias relevantes entre los resultados elaborados mediante la aplicación de modelos matemáticos y los obtenidos de las mediciones in situ, se estará a estos últimos a efectos de las condiciones de cumplimiento previstos en esta Resolución.

Para el supuesto de que los resultados obtenidos in situ indicaren concentraciones superiores a los máximos permisibles, conforme la normativa aplicable a la materia en la jurisdicción de implantación del proyecto, el operador presentará un cronograma de adecuaciones dentro de los 30 días. Desarrolladas las adecuaciones, la verificación de calidad de aire se realizará dentro de los 3 meses y, con esa periodicidad, durante todo el tiempo de funcionamiento de la CT.

En todos los casos, los sujetos obligados por la presente Resolución, conforme al artículo 2°, deberán incluir también la información de Consumo Específico resultante de los ensayos realizados por auditor calificado y practicados bajo modalidades de acuerdo con estándares.

ANEXO III

GESTION DE DOCUMENTACION POR PARTE DEL GENERADOR

En el presente Anexo, se detalla la información y documentación de respaldo que debe disponer el generador que tiene actividad de GEED, con cualquiera de los equipos tratados en los Anexos I y II y las instancias en las cuales esa documentación debe ser presentada a los organismos que corresponda (SE, CAMMESA y ENRE) y los permisos que debe obtener y mantener vigente, durante el período en el que desarrolla la actividad, vinculado al MEM.

A.- CARACTERISTICAS DE LAS UGEED

Las características y datos garantizados de cada unidad deberán ser suministrados por el fabricante y se referirán como mínimo a lo siguiente:

- A.1. Marca, Modelo, Potencia Nominal, Año de fabricación, país de origen, Número o código identificador de la unidad. N° de serie, Identificación unívoca
- A.2. Estándar ambiental (norma de referencia) a la que responde el modelo
- A.3. Dimensiones del o de los conductos de conducción de gases de escape (Diámetro, altura, diámetro a la altura de los orificios toma de muestra)
- A.4. Velocidad (m/s), Temp. (°C) y % de humedad de salida de los gases en condiciones operativas a carga nominal.
- A.5. Valores garantizados de emisión de NOx, MP, TNMGO, CO) expresados en g/kwh, estándar del ensayo realizado y protocolo de respaldo. Período de validez del ensayo, aconsejado por el fabricante.
- A.6. Valores garantizados de Consumo Específico de Combustible, expresado en kcal/kw-hr para un funcionamiento a potencia nominal, estándar del ensayo realizado y protocolo de respaldo. Período de validez del ensayo aconsejado por el fabricante.

- A.7. Período sugerido por el fabricante, para la realización de un mantenimiento mayor, expresado en horas de funcionamiento.
- A.8. Dispositivos de control de NOx, en caso que la unidad disponga del mismo. Explicitar tecnología.
- A.9. Dispositivo de control de MP en caso que la unidad disponga del mismo.
- A.10. Porcentaje de O2 en los gases de escape, en condiciones estándar.

B.- CARACTERISTICAS Y PERMISOS DE LA CENTRAL TERMICA CON UGEED

- B.1. Cantidad de equipos de igual característica
- B.2. Lay Out en soporte digital versión compatible con Autocad
- B.3. Coordenadas geográficas de los conductos de descarga de cada Unidad o en su defecto de los vértices de la sala de máquinas que las agrupa.
- B.4. Potencia total instalada en la central
- B.5. Playa de tanques de combustible. Capacidad de almacenamiento para cada uno de éstos. Identificación de cada uno de los tanques.
- B.6. Estudio de Impacto Ambiental elaborado como parte de la solicitud de ingreso al MEM y/o como parte de la solicitud del Certificado de Aptitud Ambiental o equivalente que corresponde a la gestión ante el organismo ambiental jurisdiccional.
- B.7. Constancia del Certificado de Aptitud Ambiental o equivalente emitido por la autoridad ambiental jurisdiccional. Anexo al Certificado con los condicionantes fijados por dicha autoridad al momento de su otorgamiento.
- B.8. Constancia del Permiso de emisiones gaseosas, si correspondiera, otorgado por la autoridad ambiental jurisdiccional. Anexo al Certificado con los condicionantes fijados por dicha autoridad al momento de su otorgamiento.
- B.9. Constancia del permiso de vertidos líquidos, otorgado por la autoridad competente jurisdiccional. Anexo al Certificado con los condicionantes fijados por la dicha autoridad al momento de su otorgamiento.
- B.10. Permiso de extracción de agua para uso industrial, otorgado por la autoridad competente local. Anexo al Certificado con los condicionantes fijados por la dicha autoridad al momento de su otorgamiento.
- B.11. Habilitación de artefactos sometidos a presión, según reglamentación local.
- B.12. Inscripción como generador de residuos especiales, conforme normativa nacional y/o provincial, según correspondiere a la jurisdicción.
- B.13. Matriz de Cumplimiento Legal, actualizada y aplicable a la actividad.
- B.14. Constancia de la Resolución de la SE de ingreso al MEM para cada central térmica o, en su defecto, de la autorización provisoria otorgada por CAMMESA, para su habilitación comercial.
- B.15. Constancia del Acceso a la Capacidad de Transporte que emite el ENRE.

Secretaría de Energía

ENERGIA ELECTRICA

Resolución 95/2013**Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del Mercado Eléctrico Mayorista. Régimen remuneratorio.**

Bs. As., 22/3/2013

VISTO el Expediente N° EXP-S01:0060219/2013 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS,

CONSIDERANDO:

Que la actividad de generación de energía eléctrica es calificada como de interés general, afectada al servicio público y encuadrada en disposiciones que aseguran su normal funcionamiento.

Que, conforme el marco regulatorio que rige el sector eléctrico argentino, el ESTADO NACIONAL es quien tiene reservada la facultad de establecer y aplicar las normas que propendan a una actividad económica eficiente, promoviendo una participación activa de los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

Que corresponde a esta SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, desarrollar y poner en marcha una política energética orientada a preservar las condiciones de seguridad en el Sistema Argentino de Interconexión y, en particular, el abastecimiento de energía eléctrica.

Que esta SECRETARIA DE ENERGIA entiende oportuno y conveniente adecuar la normativa que rige en el MEM en los aspectos vinculados con la remuneración de los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores de dicho mercado, a fin de aportar los recursos que permitan garantizar la sustentabilidad de su actividad y, consecuentemente, asegurar el suministro a los usuarios finales de todo el país.

Que, desde el dictado de la Resolución S.E. N° 1193 de fecha 7 de octubre de 2005, seguida por la Resolución S.E. N° 1281 de fecha 4 de septiembre de 2006, y la Resolución S.E. N° 220 de fecha 18 de enero de 2007 emitida a continuación, la generación de energía eléctrica ingresada al servicio con posterioridad a la entrada en vigencia de dichas normas cuenta con una remuneración diferencial respecto de la generación anteriormente instalada, cuyo sustento económico se instrumenta, principalmente, a partir de la celebración de contratos de mediano o largo plazo para la venta de la potencia disponible y de la energía producida por dichas instalaciones.

Que, la generación del tipo nuclear y la correspondiente a las centrales hidráulicas binacionales son remuneradas a través de mecanismos específicos.

Que, en consecuencia, resulta necesario adaptar la remuneración de los Agentes Generadores del MEM tipo térmico convencional o hidráulico nacional, excepto los Hidráulicos Binacionales, únicamente para los bloques de energía eléctrica que no sean comercializados mediante Contratos de energía eléctrica regulados por la SECRETARIA DE ENERGIA.

Que, la adecuación de la remuneración comprende mecanismos que aseguren el abastecimiento de energía eléctrica a precios razonables compatibles con el sostenimiento de la competitividad de la economía local promoviendo un desarrollo sustentable del sector.

Que es preciso asegurar la generación de energía eléctrica en condiciones económicamente razonables y previsibles en el tiempo, a los fines de garantizar la continuidad del crecimiento económico y el desarrollo social que ha caracterizado a la REPUBLICA ARGENTINA durante la última década.

Que, para asegurar el cumplimiento de los objetivos perseguidos con las adecuaciones regulatorias definidas en la presente Resolución, es necesario establecer un nuevo esquema de remuneración de la potencia puesta a disposición para el caso de aquellos agentes generadores térmicos que cumplan con la disponibilidad objetivo establecida en la presente, siendo conveniente reemplazar la misma por un esquema que remunere los costos fijos medios de los agentes generadores alcanzados por las disposiciones de la presente norma.

Que, asimismo, resulta necesario modificar la regulación en relación los costos variables de producción, siendo conveniente reemplazar la misma por un esquema que remunere los costos variables medios de los agentes generadores referidos previamente.

Que, buscando optimizar el uso y minimizar los costos en el abastecimiento de combustibles a las centrales del MEM, la gestión comercial y despacho de combustibles quedará centralizada en el Organismo Encargado del Despacho.

Que a partir de la entrada en vigencia del nuevo régimen remuneratorio implementado por el presente acto, los Grandes Usuarios del MEM deberán adquirir su demanda de energía eléctrica al Organismo Encargado del Despacho, quedando suspendida transitoriamente la incorporación de nuevos contratos de compra de energía eléctrica en bloque celebrados con los Agentes Generadores afectados por las disposiciones de presente norma, hasta tanto se instrumenten las medidas reglamentarias que resulten convenientes en aras de alcanzar los objetivos antes aludidos.

Que la generación alcanzada por lo establecido en este acto recibirá como remuneración total la determinada por la metodología establecida en la presente resolución.

Que, a los efectos de percibir la remuneración total definida en la presente norma, los Agentes alcanzados por la misma deberán asegurar la inexistencia de reclamos administrativos o procesos judiciales en curso planteados por los mismos contra el ESTADO NACIONAL, la SECRETARIA DE ENERGIA y/o CAMESA referente al ACUERDO PARA LA GESTION Y OPERACION DE PROYECTOS, AUMENTO DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERACION TERMICA Y ADAPTACION DE LA REMUNERACION DE LA GENERACION 2008-2011" (en adelante, el "ACUERDO 2008-2011") y de todo reclamo administrativo y/o judicial relacionados a la Resolución S.E. N° 406/2003.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los Artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 1° del Decreto N° 432 del 25 de agosto de 1982 y el Decreto N° 186 del 25 de julio de 1995.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° — Establécese que la presente Resolución será de aplicación para todos los Agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), exceptuando la Generación de las Centrales Hidroeléctricas Binacionales y la Generación Nuclear, así como también la potencia y/o energía eléctrica producida por los agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que ha sido comprometida en el marco de Contratos regulados por la Secretaría de Energía a través de las Resoluciones S.E. N° 1193 de fecha 7 de octubre de 2005, N° 1281 de fecha 4 de septiembre de 2006, N° 220 de fecha 18 de enero de 2007, N° 1836 de fecha 27 de noviembre de 2007, N° 200 de fecha 16 de marzo de 2009, N° 712 de fecha 9 de octubre de 2009, N° 762 de fecha 5 de noviembre de 2009, N° 108 de fecha 29 de marzo de 2011 y N° 137 de fecha 25 de abril de 2011, así como cualquier otro tipo de contrato de abastecimiento de energía eléctrica que tenga un régimen de remuneración diferencial establecido por la SECRETARIA DE ENERGIA dependiente del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS (en adelante los "Agentes Generadores Comprendidos").

Art. 2° — Defínese como Disponibilidad Objetivo a ser satisfecha en un determinado año por una unidad generadora de un Agente Generador Comprendido, a la disponibilidad promedio de la correspondiente tecnología de los últimos tres años calendarios previos. Las tecnologías comprendidas son: Turbo Gas (TG), Turbo Vapor (TV), Ciclo Combinado (CC) y Central Hidroeléctrica (HL).

Para aquellas tecnologías no incluidas en la anterior identificación, la SECRETARIA DE ENERGIA definirá las pautas aplicables para la determinación de la Disponibilidad Objetivo correspondiente.

Art. 3° — Establécese un esquema de Remuneración de los Costos Fijos de los Agentes Generadores Comprendidos a ser aplicado a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de febrero de 2013, el cual tendrá en cuenta y remunerará la Potencia Puesta a Disposición (PPAD) de sus unidades generadoras en las horas de remuneración de la potencia (hrp), conforme el detalle que se indica más abajo.

La Remuneración de los Costos Fijos de los Agentes Generadores Comprendidos se determina mensualmente, considerando los Precios indicados en el ANEXO I ("Remuneración de Costos Fijos") que forma parte integrante de la presente.

El cálculo de la Remuneración de los Costos Fijos de los Agentes Generadores Comprendidos será en función de los parámetros que varían por tipo de generación, tecnología y escala y por la Potencia Disponible de máquina en las Horas de Remuneración de la Potencia.

La Remuneración de los Costos Fijos de los Agentes Generadores Comprendidos con equipamiento de generación térmica convencional (TG, TV, CC), se realizará conforme al siguiente detalle:

- a) El Generador cobrará el CIENTO POR CIENTO (100%) del Precio de la Remuneración de los Costos Fijos si:
 - La disponibilidad de la máquina a ser remunerada supera la Disponibilidad Objetivo y, asimismo, es mayor al OCHENTA POR CIENTO (80%) de su disponibilidad media histórica de los últimos tres años calendarios previos; o,
 - La disponibilidad de la máquina a ser remunerada es inferior a la Disponibilidad Objetivo pero supera a su propia disponibilidad media histórica de los últimos tres años calendarios previos en un CINCO POR CIENTO (5%).
- b) El generador cobrará el SETENTA Y CINCO POR CIENTO (75%) del Precio de la Remuneración de los Costos Fijos cuando la disponibilidad de la máquina a ser remunerada supere la Disponibilidad Objetivo pero está por debajo del OCHENTA POR CIENTO (80%) de su disponibilidad media histórica de los últimos tres años calendarios previos.
- c) El generador cobrará el CINCUENTA POR CIENTO (50%) del Precio de la Remuneración de los Costos Fijos cuando la disponibilidad de la máquina a ser remunerada no supera la Disponibilidad Objetivo y no supera en un CINCO POR CIENTO (5%) su disponibilidad media histórica de los últimos tres años calendarios previos pero si excede a la misma.
- d) El generador cobrará el TREINTA Y CINCO POR CIENTO (35%) del Precio de la Remuneración de los Costos Fijos cuando la disponibilidad de la máquina a ser remunerada no supera la Disponibilidad Objetivo y no alcanza su disponibilidad media histórica de los últimos tres años calendarios previos.

Para la Remuneración de los Costos Fijos de los Agentes Generadores Comprendidos con equipamiento de generación hidroeléctrica (HI), se deberán adoptar los criterios y conceptos definidos por la SECRETARIA DE ENERGIA para la determinación de la potencia disponible que hoy se encuentran vigentes.

En ningún caso, el valor del Precio de la Remuneración de los Costos Fijos a aplicar podrá ser inferior a 12 \$/MW-hrp.

Las horas fuera de servicio por mantenimientos programados autorizados por CAMMESA no serán consideradas para realizar el cálculo de la indisponibilidad de las máquinas de los Agentes Generadores Comprendidos en el período de control. El cálculo de disponibilidad se realizará en forma mensual para cada una de las máquinas, considerando para su evaluación un trimestre móvil.

La SECRETARIA DE ENERGIA establecerá la metodología a utilizar a los efectos de la implementación de detalle del esquema de remuneración establecido en el presente Artículo.

Art. 4° — Establécese, un nuevo esquema de la Remuneración de los Costos Variables (no combustibles) de los Agentes Generadores Comprendidos, el cual reemplaza, a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de febrero de 2013, la remuneración de los Costos Variables de Mantenimiento y Otros Costos Variables no Combustibles definidos en el Apartado 1 - "DECLARACION ESTACIONAL" del ANEXO I de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1 del 2 de enero de 2003, debiendo considerarse a tales efectos los valores que se indican en el Anexo II que forma parte integrante de la presente.

La Remuneración de los Costos Variables (no combustibles) de los Agentes Generadores Comprendidos se determina mensualmente y su cálculo será en función de La Energía Generada por tipo de combustible.

Art. 5° — Créase el concepto "Remuneración Adicional de los Agentes Generadores Comprendidos", el cual, a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de febrero de 2013, será remunerado conforme a los valores y con la distribución indicada en el ANEXO III que forma parte integrante de la presente. Al respecto, una porción de la Remuneración Adicional de los Agentes Generadores Comprendidos será liquidada a los Agentes Comprendidos en forma directa y la otra porción será destinada a un fideicomiso para ser reinvertido en la financiación de nuevos proyectos de infraestructura en el Sector Eléctrico, cuyas especificidades serán establecidas oportunamente por la SECRETARIA DE ENERGIA. La Remuneración Adicional de los Agentes Generadores Comprendidos se determina mensualmente y su cálculo será en función de la Energía Total Generada.

Asimismo, la SECRETARIA DE ENERGIA, establecerá los mecanismos necesarios para permitir que los montos correspondientes a las Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir (LVFVD) emitidas por CAMMESA en cumplimiento de las disposiciones contenidas en las Resoluciones S.E. N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 y N° 943 de fecha 27 de noviembre de 2003 y demás normativa dictada por esta SECRETARIA DE ENERGIA, y que no se encuentren comprometidos en el marco de acuerdos generales y/o específicos celebrados con la SECRETARIA DE ENERGIA y/o normas dictadas por ésta para la ejecución de obras de inversión y/o mantenimiento del equipamiento existente, sean destinadas a la integración de los fondos fideicomitados en el Fideicomiso referido previamente.

Art. 6° — Establécese que la remuneración total en el MEM a percibir por los Agentes Generadores Comprendidos, será la establecida por las disposiciones de la presente Resolución en lo referido a los conceptos que se indican a continuación:

1. Remuneración de los Costos Fijos.
2. Remuneración de los Costos Variables.
3. Remuneración Adicional.

Asimismo, la SECRETARIA DE ENERGIA instruirá las adecuaciones a introducir en los procedimientos de cálculo aplicados para la realización de las Transacciones Económicas del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), a los efectos de que los Agentes Generadores Comprendidos reciban como remuneración total la determinada por la metodología establecida en la presente resolución, descontando la energía eléctrica y/o la potencia comprometidas en el Mercado

a Término o en otros acuerdos para los mismos conceptos, valorizadas al Precio de Mercado correspondiente, con excepción de los contratos referidos en el Artículo 1° de la presente norma, así como también la deducción de cualquier otro cargo y/o servicio que deba estar a cargo de los mencionados agentes.

A los efectos de constatar el cumplimiento del objetivo establecido en el presente Artículo, los Agentes Generadores Comprendidos deberán presentar, para cada mes transaccionado, una declaración jurada, acompañada por documentación de respaldo debidamente certificada por auditor externo, en donde declaren la facturación emitida por sus compromisos en el Mercado a Término, la cual será contrastada con las deducciones realizadas en las Transacciones Económicas realizadas por CAMMESA según lo señalado en el párrafo anterior. En caso que, de dicho contraste, resultaran inconsistentes los volúmenes monetarios facturados por algún Agente Generador Comprendido, y esta diferencia resultase a favor del mismo, CAMMESA deberá facturar a dicho Agente Generador Comprendido tal diferencia.

Art. 7° — A los fines de la liquidación de los conceptos remuneratorios referidos en el artículo 6° precedente a los Agentes Generadores Comprendidos, no serán de aplicación las disposiciones de la Resolución de SECRETARIA DE ENERGIA N° 406/2003. Al respecto, se aplicará el criterio de proporcionalidad establecido en el Capítulo 5 de Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por la Resolución ex-Secretaría de Energía Eléctrica N° 61 de fecha 29 de abril de 1992 y sus normas modificatorias y complementarias con el siguiente orden de prelación:

- (i) En primer orden se cancelarán los conceptos referidos en los artículos 3° y 8° de la presente Resolución; junto con los conceptos referidos en el artículo 4° de la presente Resolución; y
- (ii) en segundo orden se cancelarán los conceptos referidos en el artículo 5° de la presente norma.

En función de la metodología que establezca a ese efecto la SECRETARIA DE ENERGIA, el Organismo Encargado del Despacho deberá compatibilizar el orden de prioridad establecido precedentemente con los definidos por la regulación vigente, teniendo en cuenta los conceptos remuneratorios definidos en la presente.

Art. 8° — Establécese que, a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de febrero de 2013, se reconocerán los costos de combustible propio valorizándolo al correspondiente precio de referencia, el flete reconocido, el costo asociado al Transporte y Distribución de Gas Natural y los impuestos y tasas asociadas, siempre que se cumplan las siguientes condiciones: (i) que se trate de costos que a la fecha de vigencia de la presente resolución estén siendo reconocidos por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA); y (ii) que se trate de costos que tengan origen en relaciones contractuales contraídas con anterioridad a la fecha de vigencia de la presente Resolución.

Con el objeto de optimizar y minimizar los costos en el abastecimiento de combustibles a las centrales del MEM, la gestión comercial y el despacho de combustibles, quedará centralizado en el Organismo Encargado del Despacho.

A medida que las relaciones contractuales entre los Agentes del MEM y sus proveedores de combustibles e insumos asociados se vayan extinguiendo, dejarán de reconocerse tales costos asociados a la Operación.

La SECRETARIA DE ENERGIA instruirá al Organismo Encargado del Despacho, en caso de corresponder, la metodología de reconocimiento de costos, la cual deberá basarse en la presentación, por parte de los Agentes Generadores, de documentación comercial suficiente.

Art. 9° — Suspéndase transitoriamente, a partir del dictado de la presente Resolución, la incorporación de nuevos contratos en el Mercado a Término del MEM para su administración por parte del Organismo Encargado del Despacho, salvo aquellos que son producto de las Resoluciones indicadas en el Artículo 1° del presente acto.

Establécese que, una vez finalizados los contratos del Mercado a Término preexistentes al dictado de la presente resolución y con la excepción indicada en el párrafo anterior, será obligación de los Grandes Usuarios del MEM adquirir su demanda de energía eléctrica al Organismo Encargado del Despacho conforme las condiciones que establezca esta SECRETARIA DE ENERGIA a tal efecto.

Los contratos del Mercado a Término que se encuentren vigentes a la fecha de la presente resolución continuarán administrándose conforme a la regulación vigente hasta su finalización, no pudiendo ser renovados ni prorrogados.

Art. 10. — Derógase el segundo párrafo del artículo 5° de la Resolución de SECRETARIA DE ENERGIA N° 406 del 8 de septiembre de 2003.

Art. 11. — Establécese que a los efectos de la valorización de las regalías previstas en el Artículo 43 de la Ley N° 15.336, modificado por la Ley N° 23.164, no serán de aplicación las estipulaciones contenidas en la presente resolución.

Art. 12. — Establécese que esta resolución será de aplicación a partir de las Transacciones Económicas correspondientes al mes de febrero de 2013, y en forma particular para cada agente generador, previo envío a CAMMESA por parte de esta SECRETARIA DE ENERGIA, de la aceptación del desistimiento que deberá realizar cada uno de los agentes generadores, de todo reclamo administrativo y/o judicial que hubiese realizado contra el ESTADO NACIONAL, SECRETARIA DE ENERGIA y/o CAMMESA referente al ACUERDO PARA LA GESTION Y OPERACION DE PROYECTOS, AUMENTO DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERACION TERMICA Y ADAPTACION DE LA REMUNERACION DE LA GENERACION 2008-2011" (en adelante, el "ACUERDO 2008-2011") y de todo reclamo administrativo y/o judicial relacionados a la Resolución S.E. N° 406/2003. Asimismo cada agente generador deberá comprometerse a renunciar a realizar reclamos administrativos y/o judiciales contra el ESTADO NACIONAL, SECRETARIA DE ENERGIA y/o CAMMESA referente al ACUERDO antes mencionado y a la Resolución referida en el presente artículo.

Art. 13. — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica, a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el Organismo Encargado de Despacho, resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente Resolución.

Art. 14. — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), quien a su vez notificará a los Agentes Generadores comprendidos.

Art. 15. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel O. Cameron.

ANEXO I

REMUNERACION DE COSTOS FIJOS

CLASIFICACION	\$/MW-hrp
Unidades TG con Potencia (P) < 50 Mw	48,00
Unidades TG con Potencia (P) > 50 Mw	40,00
Unidades TV con Potencia (P) < 100 Mw	52,80
Unidades TV con Potencia (P) > 100 Mw	44,00
Unidades CC con Potencia (P) < 150 Mw	37,20
Unidades CC con Potencia (P) > 150 Mw	31,00
Unidades HI con Potencia (P) < 120 Mw	37,40
Unidades HI con Potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw	20,40
Unidades HI con Potencia (P) > 300 Mw	17,00

ANEXO IIREMUNERACION DE COSTOS VARIABLES
(NO COMBUSTIBLES)

CLASIFICACION	Operando		
	Con Gas Natural	Con Combustibles Líquidos	Con Carbón
	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh
Unidades TG con Potencia (P) < 50 Mw	19,00	33,25	
Unidades TG con Potencia (P) > 50 Mw	19,00	33,25	
Unidades TV con Potencia (P) < 100 Mw	19,00	33,25	57,00
Unidades TV con Potencia (P) > 100 Mw	19,00	33,25	57,00
Unidades CC con Potencia (P) < 150 Mw	19,00	33,25	
Unidades CC con Potencia (P) > 150 Mw	19,00	33,25	

Unidades HIDROELECTRICAS	\$/MWh
con Potencia (P) < 120 Mw	17,00
con Potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw	17,00
con Potencia (P) > 300 Mw	17,00

ANEXO III

REMUNERACION ADICIONAL

CLASIFICACION	Con destino a	
	Generadores \$/MWh	Fideicomiso \$/MWh
Unidades TG con Potencia (P) < 50 Mw	8,75	3,75
Unidades TG con Potencia (P) > 50 Mw	7,50	5,00
Unidades TV con Potencia (P) < 100 Mw	8,75	3,75
Unidades TV con Potencia (P) > 100 Mw	7,50	5,00
Unidades CC con Potencia (P) < 150 Mw	8,75	3,75
Unidades CC con Potencia (P) > 150 Mw	7,50	5,00
Unidades HI con Potencia (P) < 120 Mw	63,00	27,00
Unidades HI con Potencia (P) entre 120 Mw y 300 Mw	54,00	36,00
Unidades HI con Potencia (P) > 300 Mw	54,00	36,00

Secretaría de Energía

ENERGIA ELECTRICA

Resolución 108/2011**Habilitase la realización de Contratos de Abastecimiento entre el Mercado Eléctrico Mayorista y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada.**

Bs. As., 29/3/2011

VISTO el Expediente N° S01:0451377/2010 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que como se explicitara en la Ley N° 24.065, dentro de los objetivos de la política nacional en materia de energía eléctrica, se incluye, además de proteger adecuadamente los derechos de los usuarios, el de alentar las inversiones necesarias para asegurar el suministro a largo plazo.

Que la Ley N° 26.190 establece el REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADA A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA.

Que dicha ley declara de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energías renovables con destino a la prestación del servicio público.

Que asimismo establece, como objetivo alcanzar una contribución de las fuentes de energías renovables del OCHO POR CIENTO (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de DIEZ (10) años a partir de la puesta en vigencia del régimen mencionado.

Que de acuerdo a la naturaleza de los recursos explotados la generación de energía eléctrica con fuentes energéticas renovables requiere la adopción de medidas particulares para favorecer su desarrollo y sustentabilidad en el tiempo.

Que la viabilidad de estos proyectos está claramente signada por la posibilidad de establecer un régimen normativo que permita el repago en el largo plazo de inversiones que se destacan por sus altos costos de instalación.

Que a través de la Resolución N° 712 de fecha 9 de octubre de 2009 de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS se habilitó la realización de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES permitiendo su suscripción entre la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA) en representación del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA), sentando un antecedente normativo en la contratación por parte del mercado de energía eléctrica de origen renovable.

Que resulta necesario ampliar, para expandir la oferta de generación con energías alternativas, la habilitación para contratar generación adicional a partir de fuentes renovables a todos los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA.

Que atento lo expuesto, resulta necesario disponer las bases reglamentarias aplicables, dando las señales económicas y normativas necesarias para la instalación de nueva oferta de generación que utilice recursos renovables.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley N° 15.336 y los artículos 35, 36, 85 de la Ley N° 24.065, del Artículo 8° del Decreto N° 186 de fecha 25 de julio de 1995, de lo dispuesto por el Artículo 1° del Decreto N° 432 de fecha 25 de agosto de 1982 y las Resoluciones N° 8 del 5 de abril de 2002 y N° 246 del 4 de julio de 2002 de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° — Habilitase la realización de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO entre el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada a partir de fuentes renovables, presentadas por parte de Agentes Generadores, Cogeneradores o Autogeneradores, que a la fecha de publicación del presente acto no cuenten con las instalaciones de generación a comprometer en estas ofertas habilitadas

comercialmente, o que habiendo concretado su interconexión al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con posterioridad a la publicación del presente acto, no hayan comprometido, en cualquier tipo de modalidad contractual, su disponibilidad de generación y energía asociada. En adelante, CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES.

Art. 2° — Estarán habilitados a ser parte de las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada, todos aquellos proyectos de instalación de generación que presenten los Agentes del MEM antes mencionados, en los que participe el Estado Nacional, ENERGIA ARGENTINA SOCIEDAD ANONIMA (ENARSA) o los que el Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios así lo determine.

Art. 3° — Los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES podrán celebrarse tanto para proyectos que utilicen tecnologías que permitan respaldar la potencia de sus unidades generadoras, como en aquellos en los que esto no fuera posible de acuerdo a las características del recurso explotado y/o la tecnología aplicada. Se adjunta como ANEXO el modelo de contrato, el cual forma parte integrante de la presente.

Art. 4° — Los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES tendrán las siguientes características:

a) La vigencia será de hasta QUINCE (15) años; siendo factible una prolongación de este plazo en hasta DIECIOCHO (18) meses.

b) Parte Vendedora: el Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) cuya oferta haya sido aprobada por la SECRETARIA DE ENERGIA.

c) Parte Compradora: El MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) en su conjunto, representado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), con el objeto de satisfacer los requerimientos de demanda que se comercializan en el Mercado "Spot" de dicho Mercado a Precio Estacional. En ese sentido, dicha Compañía actuará en los términos establecidos en el Artículo 1° de la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 2022 de fecha 22 de diciembre de 2005.

d) La remuneración a percibir por la parte vendedora y a pagar por la parte compradora se determinará en base a los costos e ingresos aceptados por esta SECRETARIA DE ENERGIA.

e) Las centrales y máquinas afectadas al cubrimiento de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES, serán despachadas por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA), considerando especialmente las modificaciones a LOS PROCEDIMIENTOS incluidos en la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 712/2009.

f) El presente régimen es aplicable a las tecnologías incluidas en la Ley N° 26.190 y a todas aquellas que puedan ser consideradas renovables por parte de la Autoridad de aplicación de la misma.

Art. 5° — Todas aquellas ofertas de disponibilidad de generación que pretendan la celebración de CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES en el marco de esta norma, deberán presentar ante esta SECRETARIA DE ENERGIA, la siguiente información:

a) Emplazamiento de las unidades comprometidas.

b) El recurso energético a explotar.

c) La/s unidad/es a ser habilitadas y que asumirá/n el compromiso y su descripción técnica.

d) Disponibilidad Garantizada de la/s unidad/es habilitadas que asumirá/n el compromiso.

e) Duración del CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES requerido a través de la oferta.

f) Período de vigencia de la oferta.

g) Precio y condiciones comerciales.

h) Punto de conexión y fecha de ingreso al SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

i) La desagregación de todos los costos fijos y variables y, en particular, los correspondientes al financiamiento utilizado para la instalación de la capacidad ofertada junto con la documentación respaldatoria que permita acreditar la desagregación de costos presentada.

j) El cálculo de producción eléctrica junto a toda la información relativa al recurso a explotarse, incluyendo los estudios y documentación que permitan acreditar el funcionamiento de las máquinas a comprometer. Dichos estudios deberán estar avalados por un organismo de reconocido prestigio en la materia.

Esta SECRETARIA DE ENERGIA remitirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) las actuaciones correspondientes, a fin de que esta última, tramite e informe los resultados obtenidos sobre la viabilidad técnica y económica- financiera de las ofertas de disponibilidad de generación y energía asociada habilitadas en los términos del artículo 2° de la presente, utilizando para ello el asesoramiento de una Universidad Nacional o entidad similar con experiencia y capacidad técnica en la evaluación de proyectos de similares características.

En base a la información remitida, esta Secretaría evaluará las ofertas presentadas e instruirá a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) sobre aquellas propuestas que resulten aceptadas para su contratación, indicando expresamente la anualidad de los costos de instalación a considerar y/o la metodología de cálculo que se deberá aplicar a esos efectos, como también los costos fijos y variables aceptados a ser reconocidos en el contrato de abastecimiento a suscribir por la operación del equipamiento comprometido. Junto con dicha instrucción, esta Secretaría de Energía remitirá el texto del contrato a suscribir, como así también la metodología a implementar para su inclusión en las Transacciones Económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Asimismo, a los fines de la evaluación de las ofertas, esta SECRETARIA DE ENERGIA, podrá solicitar a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA) la realización de todos los estudios técnicos necesarios para verificar que el aporte de energía proveniente de la nueva capacidad sea conveniente para el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI), desde el punto de vista de la seguridad y confiabilidad del sistema en su conjunto.

Art. 6° — Establécese que la potencia que resulte asignada y la energía suministrada en cumplimiento de cada CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM, recibirá una remuneración mensual, calculada en base a la anualidad de los costos de instalación a considerar, y los costos fijos y variables requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido, de acuerdo a la metodología que se defina en el respectivo contrato.

Los referidos costos podrán ser revisados por esta SECRETARIA DE ENERGIA cuando alguno de sus componentes presente variaciones significativas, de manera de garantizar que dicho costo siempre se encuentre cubierto por la remuneración asignada al correspondiente CONTRATO DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES.

Los agentes Distribuidores y/o Prestadores de dicha función del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) que abonen sus compras en el Mercado "Spot" a Precio Estacional, abonarán el precio ofertado en los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM a través de dichos precios estacionales.

La remuneración en el Mercado Spot de la energía eléctrica producida por las centrales de generación precedentes, por sobre las comprometidas en los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES que pudiera tener el correspondiente Agente Generador, será la dispuesta en LOS PROCEDIMIENTOS, conforme el Costo Variable de Producción (CVP) declarado por dicho Generador y aceptado por la SECRETARIA DE ENERGIA. La eventual diferencia positiva entre el valor antes indicado de Costo Variable de Producción (CVP) y el Precio de Nodo del Generador en operación (PN), será incluida en la "Subcuenta de Sobrecostos Transitorios de Despacho" del Fondo de Estabilización para su recuperación.

Art. 7° — Establécese que la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO (CAMMESA) deberá emitir la documentación comercial que resulte necesaria para la realización de la facturación de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM, así como realizar las adecuaciones que resulten pertinentes sobre todas aquellas cuestiones transaccionales u operativas que fueren menester.

Art. 8° — Establécese que los Agentes Generadores que hayan suscripto CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES deberán cumplir, en función de sus características técnicas, con todos los requisitos establecidos en "Los Procedimientos para la Programación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)". El Señor Subsecretario de Energía Eléctrica podrá adecuar dichos procedimientos en todo lo relativo a la adaptación de las normas de despacho que sean menester para un correcto funcionamiento del sistema en su conjunto.

Art. 9° — Establécese que, en tanto sea de aplicación la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003, las obligaciones de pago derivadas de los presentes contratos, tendrán una prioridad de cancelación igual a las establecidas en el numeral e) del artículo 4° de esta resolución.

En el caso que se modifique el orden de prioridad a aplicar para la consolidación de las deudas a favor de los acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) establecido en la Resolución de la SECRETARIA DE ENERGIA N° 406/2003, la prioridad de cancelación de las obligaciones de pago derivadas de los CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES no podrá ser inferior a la correspondiente al reconocimiento de los costos operativos de los generadores térmicos.

Art. 10. — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de esta SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 11. — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 12. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel O. Cameron.

"CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO MEM A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES"

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a los días del mes de, en cumplimiento de lo instruido en la nota S.E. N° de fecha, entre el COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO ARGENTINO S.A. (CAMMESA), actuando por INSTRUCCION REGULATORIA en los términos del artículo 1° de la Resolución SE N° 2022/2005, con domicilio legal en Av., representada en este acto por; y con domicilio legal en, actuando como Agente Generador del MERCADO MAYORISTA ELECTRICO por la CENTRAL, con domicilio legal en, representada en este acto por, acuerdan celebrar el presente Contrato, sujetándolo a los términos y condiciones que seguidamente se estipulan.

I. DEFINICIONES

I.1. CAMMESA: significa la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. SOCIEDAD ANONIMA, que en virtud del Decreto 1192/92 tiene a su cargo la función de Organismo Encargado del Despacho.

I.2. CENTRAL: es la Central

I.3. CONTRATO: es el presente contrato.

I.4. DOLARES ESTADOUNIDENSES o U\$: es la moneda de curso legal en los Estados Unidos de Norte América, o la que pudiera reemplazarla en el futuro.

I.5. DTE: es el DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONOMICAS emitido por CAMMESA.

I.6. EMPRESA: es, en su función de Agente Generador MEM por la CENTRAL

I.7. ENERGIA CONTRATADA: es la cantidad de energía que el VENDEDOR se compromete a generar y el COMPRADOR a recibir durante la vigencia del CONTRATO.

I.8. ENERGIA SUMINISTRADA: es la energía que la PARTE VENDEDORA entrega a la PARTE COMPRADORA en virtud del presente CONTRATO.

I.9. LOS PROCEDIMIENTOS: Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, Resolución de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 de fecha 29 de abril de 1992, sus normas modificatorias y complementarias.

I.10. MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

I.11. PARTE COMPRADORA: CAMMESA.

I.12. PARTE VENDEDORA: Es el Agente Generador del MEM

I.13. PARTE: cada una de las PARTES individualmente.

I.14. PARTES: son en conjunto la PARTE VENDEDORA y la PARTE COMPRADORA.

I.15. PESOS ó \$: es la moneda vigente y de curso legal en la República Argentina, o la que en el futuro pudiera reemplazarla.

I.16. PLAZO NOMINAL DEL PROYECTO: el tiempo estimado (valor esperado) necesario para que la CENTRAL entregue la ENERGIA CONTRATADA.

I.17. POTENCIA CONTRATADA: es la potencia máxima que la PARTE COMPRADORA se compromete a adquirir a la PARTE VENDEDORA siempre que las condiciones de despacho de generación, en cumplimiento de lo indicado en LOS PROCEDIMIENTOS, lo permitan.

I.18. PUNTO DE ENTREGA: es el nodo del SADI y/o Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte correspondiente, y en la cual la PARTE VENDEDORA se compromete a entregar la ENERGIA SUMINISTRADA.

I.19. "SADI": Es el Sistema Argentino de Interconexión.

II. REGLAS DE INTERPRETACION

II.1. Los términos en "mayúscula", tendrán el significado asignado por el presente CONTRATO. Los términos definidos comprenderán tanto el singular como el plural.

II.2. Salvo una disposición en particular en contrario, todas las menciones de este CONTRATO a determinados artículos y subdivisiones son referencias a artículos y subdivisiones del presente CONTRATO. Los títulos de cada cláusula se incluyen al solo efecto de facilitar su referencia y no deben ser tenidos en cuenta en la interpretación del CONTRATO.

II.3. Si cualquier disposición, cláusula o parte del CONTRATO fuera declarada ilegal, inaplicable, inejecutable, nula y/o de cumplimiento imposible por un tribunal competente, el CONTRATO y sus disposiciones y partes no cuestionadas continuarán en plena vigencia, y la disposición, cláusula o parte que hubiere sido afectada por la

antedicha declaración deberá ser reemplazada por otra, en un todo de acuerdo con el espíritu fundamental del CONTRATO.

II.4. Todos los términos del presente que impliquen una denotación o connotación contable, serán interpretados con el significado que a dichos términos le asignan las reglas de uso, prácticas contables y los Principios de Contabilidad generalmente aceptados en la República Argentina.

II.5. Salvo que en este CONTRATO se haga referencia a Días Hábiles, cualquier referencia a "días" se entenderá como "días corridos".

II.6. El presente CONTRATO se rige e interpreta conforme a las leyes argentinas y particularmente por:

II.6.1. El Marco Regulatorio Eléctrico integrado por la Ley N° 15.336 y N° 24.065 y sus Reglamentaciones y Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Previos (LOS PROCEDIMIENTOS), aprobados por Resolución ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA N° 61 de fecha 29 de abril de 1992, con sus normas modificatorias y complementarias.

II.6.2. La Resolución N° de la SECRETARIA DE ENERGIA y los términos del presente CONTRATO.

III. OBJETO Y ALCANCE

III.1. El objeto del presente CONTRATO es establecer las relaciones entre las PARTES para el abastecimiento de energía eléctrica por la PARTE VENDEDORA a la PARTE COMPRADORA en las condiciones y con los alcances que se estipulan en las cláusulas siguientes.

IV. CARACTERISTICAS DEL ABASTECIMIENTO

IV.1. La PARTE VENDEDORA se compromete a entregar la ENERGIA CONTRATADA a la PARTE COMPRADORA en las condiciones y con el alcance que se define a continuación.

IV.2. La ENERGIA SUMINISTRADA es la energía generada por la CENTRAL no forzada por requerimientos del generador, multiplicada por una hora, que resultará en cada momento de la disponibilidad de máquinas, las condiciones meteorológicas y el despacho que realice CAMMESA.

IV.3. Los excedentes de energía en cada hora por encima de la POTENCIA CONTRATADA serán comercializados en el mercado SPOT o a través de contratos con Agentes del MEM y no serán contabilizados a los efectos del cálculo de la Energía Contratada.

IV.4. La PARTE VENDEDORA entrega la ENERGIA SUMINISTRADA bajo la forma de corriente alterna de frecuencia igual a 50 Hz y a la tensión correspondiente al PUNTO DE ENTREGA.

IV.5. La calidad de la frecuencia y tensión del abastecimiento estarán regidas por las normas operativas vigentes, y por los reglamentos asociados al transporte establecidos por la autoridad competente.

IV.6. Los compromisos asumidos por la PARTE VENDEDORA se extienden a la totalidad del PLAZO DE VIGENCIA definido en la Cláusula VII.

IV.7. La PARTE COMPRADORA se compromete a pagar mensualmente a la PARTE VENDEDORA o a quien ésta designe ceder los créditos correspondientes, un monto por la ENERGIA SUMINISTRADA, calculado en base a los valores efectivamente entregados cada mes y al precio definido en la Cláusula IX.3.

V. POTENCIA CONTRATADA

V.1. La POTENCIA CONTRATADA es de MW durante la totalidad de las horas del PLAZO DE VIGENCIA. Este valor se entenderá como un máximo, es decir, la PARTE COMPRADORA no estará obligada a tomar ni pagar en cada hora una energía superior al valor que resulta de multiplicar la POTENCIA CONTRATADA (POTCONT) por una hora.

VI. ENERGIA CONTRATADA

VI.1. La PARTE COMPRADORA se compromete a adquirir hasta un máximo de MWh durante el Plazo de Vigencia del CONTRATO. En el caso que se cumpla el PLAZO MAXIMO establecido en la Cláusula VII, la PARTE COMPRADORA no estará obligada a recibir y pagar la ENERGIA SUMINISTRADA cumplido dicho período.

VI.2. La ENERGIA CONTRATADA se ha determinado como el valor esperado de la energía producida por la CENTRAL durante el PLAZO NOMINAL DEL PROYECTO, fijado en 15 años.

VII. PLAZO DE VIGENCIA

VII.1. El presente CONTRATO tendrá un PLAZO DE VIGENCIA de QUINCE (15) años, prorrogables por la SECRETARIA DE ENERGIA por hasta un máximo de dieciocho (18) meses (PLAZO MAXIMO), contados a partir de la HABILITACION COMERCIAL de la primera unidad generadora de la POTENCIA CONTRATADA, salvo que la PARTE VENDEDORA entregue la ENERGIA CONTRATADA en un plazo menor, en cuyo caso se dará por cumplido el PLAZO DE VIGENCIA.

VII.2. El presente CONTRATO quedará sin efecto cuando la HABILITACION COMERCIAL del total de la POTENCIA CONTRATADA demande un plazo 50% mayor al previsto originalmente [..... (.....) días corridos contados a partir de la fecha del presente CONTRATO]. CAMMESA se reserva el derecho de prorrogar los plazos de forma tal que se finalicen las obras y se realice la HABILITACION COMERCIAL.

VIII. PUNTO DE ENTREGA

VIII.1. Se define como PUNTO DE ENTREGA, el nodo de vinculación de la CENTRAL a la ET en kV, del SADI, perteneciente a

IX. PRECIOS

IX.1. Precio de la POTENCIA

No se remunera la potencia. El generador no percibe ningún pago en concepto de potencia.

Se remunera la energía efectivamente entregada por el generador a la red hasta un valor máximo igual a la cantidad de energía máxima establecida para la hora, al precio que se indica más adelante.

IX.2. Reintegro de Costos Fijos

Se reintegrarán al generador una fracción de los costos fijos correspondientes al mes "m" de la operación de las MAQUINAS COMPROMETIDAS en el MEM, integrado por entre otros componentes a estipular por la SECRETARIA DE ENERGIA:

- Cargo Complementario que corresponde abonar por la CENTRAL a Transportistas de Energía Eléctrica Nacionales o Troncales (\$).
- Cargos correspondientes a la CENTRAL por la participación en el pago del Canon de Ampliaciones Menores (\$).
- Cargos correspondientes a la CENTRAL por la participación en el pago del Canon a Transportistas Independientes (\$).
- Cargos por Conexión abonados a Transportistas de Energía Eléctrica Nacionales o Troncales (\$).
- Cargos de Transporte abonados a Prestadores de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) (\$).
- Cargo correspondiente a la CENTRAL por gastos CAMMESA, según lo especificado en el apartado 5.3.4. - "REEMBOLSO DE GASTOS Y/O INVERSIONES DEL OED" del Capítulo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS (\$).

- Tasa de Fiscalización y Control correspondiente a abonar por la CENTRAL al ENRE, según lo previsto en el artículo 67 de la Ley 24.065 (\$).

- Cargo por uso de la regulación primaria de frecuencia.

Estos costos serán determinados en base a la información publicada en el DTE del mes correspondiente, que emita CAMMESA. En tanto no se instruya la incorporación de otro término a tener en cuenta, los mismos serán los que determine CAMMESA en cada Transacción Económica mensual, más la tasa de Fiscalización y Control que el ENRE informe.

La fracción de los costos fijos a reintegrar al GENERADOR será la que resulta de dividir la energía comercializada mensualmente con este contrato del total de la energía comercializada cada mes por la CENTRAL en el MEM.

IX.3. Precio de la ENERGIA SUMINISTRADA

El precio de la ENERGIA SUMINISTRADA (Pr.ENESUM) se fija en U\$S/MWh y será constante durante toda la vigencia del CONTRATO. El Pr.ENESUM es neto de los conceptos definidos en los apartados IX.2 y XI.

X. AJUSTE DEL PRECIO DE LA ENERGIA SUMINISTRADA

X.1. La PARTE VENDEDORA tendrá derecho a solicitar el reconocimiento de un nuevo precio de la energía suministrada (Pr.ENESUM) cuando se produzcan modificaciones en Impuestos, Tasas y Cargos Nacionales, Provinciales y Municipales, comprometiéndose a ese efecto a suministrar a la SECRETARIA DE ENERGIA antes del último día hábil de cada mes, la información necesaria para evaluar el ajuste del valor de la energía suministrada (Pr. ENESUM).

X.2. El nuevo precio de la energía suministrada deberá contar con la aceptación expresa de la SECRETARIA DE ENERGIA para su aplicación.

X.3. Hasta tanto no se cuente con un nuevo valor para el precio de la energía suministrada, la PARTE COMPRADORA realizará la liquidación de ventas utilizando los valores aceptados hasta ese momento, la que será corregida cuando se informen el nuevo precio y su entrada en vigencia.

XI. GRAVAMENES

XI.1. A los reintegros fijados en la Cláusula IX.2 se les deberán adicionar todos los Gravámenes que sean aplicables al abastecimiento objeto del CONTRATO, los que serán todos por cuenta y cargo de la PARTE COMPRADORA.

XI.2. Sin que ello implique limitación, se encuentran incluidos dentro de los Gravámenes a cargo de la PARTE COMPRADORA, el Impuesto al Valor Agregado (IVA) y otros cargos o gravámenes que deban ser incluidos en la liquidación de ventas a favor de la PARTE VENDEDORA con motivo del presente CONTRATO, conforme a la normativa general aplicable.

XI.3. Quedan excluidos de la presente Cláusula los impuestos directos que graven la actividad o utilidades de la PARTE VENDEDORA o la PARTE COMPRADORA, los que estarán a cargo de cada una de las nombradas, respectivamente.

XI.4. La modificación de la alícuota de cualquier Gravamen aplicable al abastecimiento objeto del CONTRATO serán considerados por la SECRETARIA DE ENERGIA conforme a lo establecido en la Cláusula X.

XI.5. En todos los casos, excepto en lo que respecta al impuesto al valor agregado (IVA), la consideración de los cargos y/o gravámenes involucrados en la presente cláusula deberá contar con la correspondiente autorización de la SECRETARIA DE ENERGIA, conforme a lo establecido en la Cláusula X.

XII. LIQUIDACION DE VENTAS

XII.1. Mensualmente, la PARTE COMPRADORA calculará:

XII.1.1. La ENERGIA SUMINISTRADA, como:

$$ENESUM = \sum_{h=HSMES} \text{mínimo} ([ENESUM h]; [POTCONT * 1(h)])$$

Donde:

ENESUM = ENERGIA SUMINISTRADA mensual (MWh).

HSMES = horas del mes.

ENESUM_h = Energía generada en la hora "h" (MW).

POTCONT = POTENCIA CONTRATADA.

XII.1.2. El monto total mensual a liquidar (MONLIQ) a la PARTE VENDEDORA, como:

$$MONLIQ = Pr. ENESUM * ENESUM + CARFIJMEM$$

Donde:

CARFIJMEM = Costos fijos reintegrables al generador correspondientes al mes "m" por la operación de sus MAQUINAS COMPROMETIDAS en el MEM.

XIII. DOCUMENTACION COMERCIAL Y PAGO

XIII.1. Mensualmente, CAMMESA publicará en el DTE respectivo toda la información necesaria y suficiente para la adecuada verificación de los términos físicos y económicos definidos en el CONTRATO.

XIII.2. A los efectos de la publicación del DTE, CAMMESA convertirá los valores informados por la PARTE VENDEDORA nominados en DOLARES ESTADOUNIDENSES a PESOS, utilizando la tasa de cambio publicada por el BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA "Tipo de Cambio de Referencia Comunicación "A" 3500 (Mayorista)" correspondiente al último día hábil del mes al que corresponde el DTE.

XIII.3. Mensualmente, la PARTE COMPRADORA emitirá a favor de la PARTE VENDEDORA, la liquidación de ventas correspondiente al CONTRATO, calculada en base a la información publicada en el DTE provisorio correspondiente al mes.

XIII.4. Si posteriormente hubiere diferencias entre la información utilizada para el cálculo de las liquidaciones de venta y la información publicada en el DTE definitivo, la PARTE COMPRADORA emitirá notas de crédito o débito a favor de la PARTE VENDEDORA, según corresponda en cada oportunidad.

XIII.5. La documentación comercial será remitida por la PARTE COMPRADORA en el domicilio establecido por la PARTE VENDEDORA en la Sección XXI.1.

XIII.6. La PARTE COMPRADORA depositará a la fecha de vencimiento y en las cuentas que indique la PARTE VENDEDORA la cantidad de PESOS necesaria para adquirir los DOLARES ESTADOUNIDENSES que hubieren resultado de convertir los PESOS consignados en la liquidación de venta aplicando la tasa de cambio establecida en XIII.2. Para ello, utilizará la tasa de cambio publicada por el BANCO CENTRAL DE LA REPUBLICA ARGENTINA "Tipo de Cambio de Referencia Comunicación "A" 3500 (Mayorista)" correspondiente al día hábil previo a la fecha de vencimiento.

XIII.7. En caso que la referencia adoptada para la obtención de la tasa de cambio se modifique, sustituya o no se publique en el futuro, las PARTES acordarán de común acuerdo una nueva referencia, debiendo contar la misma con la aprobación de la SECRETARIA DE ENERGIA.

XIII.8. Las fechas de vencimientos de la documentación comercial emitida serán las establecidas en el Apartado 5.6.1 del Capítulo 5 de LOS PROCEDIMIENTOS.

XIV. MORA

XIV.1. El incumplimiento de cualquiera de las obligaciones especificadas en el CONTRATO por una de las partes constituirá a esta en mora automática, sin necesidad de interpelación judicial o extrajudicial alguna. Asimismo, cada una de las PARTES se constituirá en mora automática, cuando:

XIV.1.1. La PARTE COMPRADORA incurra en:

- i) la falta de pago en término de cualquier suma adeudada en relación al cumplimiento del presente contrato;
- ii) la realización de actos que impliquen que sus obligaciones bajo el CONTRATO dejen de ser válidas y exigibles;
- iii) su disolución o entrada en liquidación;
- iv) la entrada en cesación de pagos;
- v) la presentación en concurso preventivo o quiebra;
- vi) la declaración en quiebra;
- vii) la petición de su quiebra por un tercero que no fuera recurrida en la primer oportunidad procesal de hacerlo;
- viii) el acaecimiento de cualquier hecho o acto que, de conformidad con el Marco Normativo, tuviere efectos análogos a los descritos anteriormente;
- ix) el estado de acuerdo preventivo extrajudicial; o
- x) la intervención judicial, la respectiva administración empresaria, o la ejecución de más del 50% de los bienes o de la mayoría de los bienes.

XIV.1.2. La PARTE VENDEDORA incurra en:

- i) la falta de pago en término de cualquier suma adeudada en relación al cumplimiento del presente contrato;
- ii) la pérdida de su calidad de Agente Generador del MEM;
- iii) la realización de actos que impliquen que sus obligaciones bajo el CONTRATO dejen de ser válidas y exigibles;
- iv) su disolución o entrada en liquidación;
- v) la entrada en cesación de pagos;
- vi) la presentación en concurso preventivo o quiebra;
- vii) la declaración en quiebra;
- viii) la petición de su quiebra por un tercero que no fuera recurrida en la primer oportunidad procesal de hacerlo;
- ix) el acaecimiento de cualquier hecho o acto que, de conformidad con el Marco Normativo, tuviere efectos análogos a los descritos anteriormente;
- x) la cesión por la PARTE VENDEDORA de una parte sustancial de sus bienes o derecho que, a criterio exclusivo de la PARTE COMPRADORA, afecte o pudiera afectar el cumplimiento de las obligaciones asumidas bajo el CONTRATO.
- xi) el estado de acuerdo preventivo extrajudicial;

xii) la intervención judicial de la respectiva administración empresaria, o la ejecución de más del 50% de los bienes o de la mayoría de los bienes; o

xiii) el incumplimiento del compromiso de abastecimiento asumido en el CONTRATO, por una causa exclusivamente imputable a la PARTE VENDEDORA, que se extienda por DOS (2) meses.

XIV.2. Producida la mora, que operará automáticamente, por el mero vencimiento de los plazos convenidos, o por el acaecimiento de cualquiera de los hechos enumerados en la presente cláusula, la PARTE que cumplió podrá ejercer los derechos que se establecen en XIV.3.

XIV.3. Consecuencias de la mora

XIV.3.1. En el caso de incumplimiento de las obligaciones de pago, la PARTE cumplidora tendrá derecho a percibir las sumas adeudadas más el pago de los intereses y montos en concepto de sanciones, establecidas para las obligaciones de pago por transacciones de energía eléctrica en el MEM en LOS PROCEDIMIENTOS.

XIV.3.2. Para el resto de los incumplimientos, la PARTE cumplidora tendrá derecho a optar por:

i) Exigir el cumplimiento por la PARTE incumplidora de la obligación incumplida, notificando la misma a la SECRETARIA DE ENERGIA, o

ii) Rescindir el CONTRATO, sin necesidad de declaración judicial, bastando a tal efecto la sola manifestación de la voluntad de la PARTE cumplidora de su decisión de rescindir y de la fecha en que tendrá efecto la rescisión, junto con la respectiva notificación a la SECRETARIA DE ENERGIA.

El ejercicio por la PARTE cumplidora de la primera de las citadas alternativas no obstará al ejercicio posterior de la segunda, en caso de que el incumplimiento persistiere. Lo previsto precedentemente lo será sin perjuicio de los restantes derechos que conforme a la ley pudieren corresponder a la PARTE cumplidora ante el incumplimiento de la otra.

XIV.4. Las PARTES, en ningún caso, excepto en el caso de dolo, serán responsables de pérdidas y/o daños indirectos o lucro cesante.

XV. RESOLUCION DEL CONTRATO POR ACUERDO DE LAS PARTES

XV.1. Las PARTES, en conjunto, podrán proponer a la SECRETARIA DE ENERGIA la resolución del CONTRATO, cuando medien razones justificadas para ello.

XV.2. La SECRETARIA DE ENERGIA podrá autorizar o rechazar, a su solo juicio, la propuesta de resolución presentada.

XVI. RESOLUCION POR CULPA DE LA PARTE VENDEDORA

XVI.1. La PARTE COMPRADORA podrá resolver el CONTRATO por culpa de la PARTE VENDEDORA, sin derecho a indemnización ni reclamos de ninguna especie, cuando se verifique alguno de los siguientes supuestos:

a) Cuando la PARTE VENDEDORA sea culpable de fraude o grave negligencia,

b) Cuando la PARTE VENDEDORA contravenga las obligaciones y condiciones estipuladas en el CONTRATO;

c) Cuando la PARTE VENDEDORA solicite su concurso de acreedores o sea declarada su quiebra;

d) La PARTE VENDEDORA venda o ceda total o parcialmente el CONTRATO sin cumplir las condiciones previstas en el CONTRATO.

e) Demás supuestos previstos en el CONTRATO.

XVI.2. En los casos previstos por los apartados b) y e) anteriores, con carácter previo a la resolución, la PARTE COMPRADORA deberá intimar a la regularización de la conducta debida por la PARTE VENDEDORA, en cada caso, en un plazo de quince (15) días salvo que se acordare uno mayor.

Si la PARTE VENDEDORA no regulariza su conducta a satisfacción de la PARTE COMPRADORA en dicho plazo, el CONTRATO podrá ser resuelto sin más. Recibida la comunicación de la PARTE COMPRADORA resolviendo el CONTRATO, la PARTE VENDEDORA podrá continuar con la comercialización de la generación conforme lo dispuesto en el apartado IV.3.

XVII. RESOLUCION POR CULPA DE LA PARTE COMPRADORA

XVII.1. LA PARTE VENDEDORA podrá resolver el CONTRATO por culpa de la PARTE COMPRADORA, cuando se verifique alguno de los siguientes supuestos:

XVII.1.1. Si la PARTE COMPRADORA incumple por su culpa con sus obligaciones por un plazo que exceda los noventa (90) días;

XVII.1.2. Cuando la PARTE COMPRADORA sea culpable de fraude o grave negligencia, o contravenga sustancialmente las obligaciones y condiciones estipuladas en el CONTRATO.

XVIII. CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR

XVIII.1. Ninguna de las PARTES será responsable por incumplimientos de sus obligaciones debidas a caso fortuito o fuerza mayor conforme a lo establecido en esta cláusula. El alcance del caso fortuito o fuerza mayor será regido por lo dispuesto en los artículos 513, 514 y concordantes del Código Civil Argentino.

XVIII.2. Ocurrido el caso fortuito o la fuerza mayor, las PARTES no serán responsables por los daños y perjuicios causados a la otra PARTE con motivo del incumplimiento que se derivase del caso fortuito o la fuerza mayor, quedando suspendido el cumplimiento de las obligaciones de las PARTES bajo este CONTRATO mientras perdure la causa que le dio origen.

XVIII.3. La suspensión en el cumplimiento de las obligaciones asumidas o la rescisión del CONTRATO en las condiciones descritas en esta cláusula no dará lugar a reclamo alguno por daños y perjuicios.

XVIII.4. La PARTE que alegue el caso fortuito o fuerza mayor deberá notificar el hecho por escrito a la otra PARTE y a la SECRETARIA DE ENERGIA dentro de los dos (2) días hábiles de producido o conocido el mismo. En dicha notificación se deberá informar la duración, extensión y consecuencias estimadas del caso fortuito o fuerza mayor y si el incumplimiento será total o parcial, acompañando asimismo la documentación probatoria. El transcurso del plazo indicado sin que se efectúe la denuncia de la causa o causas de impedimento, importará la caducidad del derecho a alegar los eximentes de responsabilidad.

XVIII.5. Recibida la notificación, la parte cumplidora deberá expedirse respecto del caso fortuito o fuerza mayor invocados dentro de los diez (10) días hábiles de notificado el hecho. Si no lo hiciera, se dará por aceptada la causal invocada.

XVIII.6. Acordado por las PARTES la existencia del caso fortuito o fuerza mayor y su extensión, cualquiera de las partes podrá comunicar a los organismos y sociedades competentes y otros terceros que pudiesen corresponder, la suspensión de los efectos del CONTRATO con la conformidad y colaboración de la otra PARTE, que no podrá ser irrazonablemente denegada.

XVIII.7. Desaparecidas las causales del caso fortuito o fuerza mayor o del caso fortuito invocadas y aceptadas, deberá cumplirse con las obligaciones pendientes bajo el CONTRATO.

XVIII.8. Las PARTES acuerdan que en el supuesto de que la imposibilidad de cumplir con las obligaciones asumidas se prolongue por más de CIENTO VEINTE (120) días como consecuencia del caso fortuito o fuerza mayor denunciado conforme a esta cláusula, cualquiera de las partes podrá dejar sin efectos unilateralmente la relación contractual a su sola voluntad, sin que su actitud genere responsabilidad alguna por daños y perjuicios, procediendo, en su caso, a la pertinente comunicación a los organismos competentes y a terceros que pudiesen corresponder. A tal fin, deberá notificar fehacientemente esa circunstancia con una antelación no menor a TREINTA (30) días de la fecha prevista para la extinción del CONTRATO.

XVIII.9. Dada la naturaleza de la obligación asumida por la PARTE VENDEDORA, la PARTE COMPRADORA no podrá invocar la existencia de caso fortuito o fuerza mayor y las dispensas concedidas en esta cláusula para justificar el incumplimiento en el pago de sumas de dinero líquidas y exigibles adeudadas por cualquier concepto bajo este CONTRATO, incluyendo —pero sin limitarse a ello— la Potencia y Energía Eléctrica abastecidas hasta ese momento por la PARTE VENDEDORA a la PARTE COMPRADORA, los intereses y los reembolsos que deba realizar conforme a lo previsto en este CONTRATO.

XIX. CESION DEL CONTRATO

XIX.1. La PARTE VENDEDORA no podrá ceder total ni parcialmente los derechos y obligaciones emergentes de este CONTRATO. No obstante, se podrán ceder los créditos que posea contra la PARTE COMPRADORA a efectos de facilitar la obtención del financiamiento para la adquisición de las unidades generadoras, o la construcción y/o ampliación de la capacidad de generación eléctrica, para respaldar la POTENCIA CONTRATADA.

XX. RESOLUCION DE CONTROVERSIAS. JURISDICCION.

XX.1. Las eventuales controversias derivadas de la interpretación y/o ejecución del presente CONTRATO deberán ser resueltas por las PARTES de conformidad con lo establecido a continuación.

XX.1.1. En primer término, en forma amistosa entre los respectivos representantes de las PARTES, los cuales intentarán resolver las controversias dentro de un período de TREINTA (30) días corridos, contados a partir de la fecha en la cual una de las PARTES por escrito de la otra indicando la existencia de una controversia que se desea resolver conforme a este procedimiento.

XX.1.2. Si transcurrido el plazo mencionado la controversia subsistiera, la misma será remitida a la SECRETARIA DE ENERGIA para su resolución final.

XX.2. Subsidiariamente, las PARTES se someten a la jurisdicción de los tribunales federales de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina, renunciando a cualquier otra que pudiera corresponderles.

XXI. DOMICILIOS Y NOTIFICACIONES

XXI.1. A todos los efectos derivados del presente CONTRATO, las PARTES constituyen domicilio en los lugares que a continuación se indican:

LA PARTE VENDEDORA:

LA PARTE COMPRADORA:

XXI.2. Cualquier comunicación o notificación —ya sea judicial o extrajudicial— que deba efectuarse en relación con el CONTRATO debe ser realizada por escrito, en idioma castellano y puede ser efectuada personalmente o enviada por telegrama colacionado con aviso de recibo o carta documento a la PARTE a la que está dirigida, al domicilio constituido en XXI.1. Dichas notificaciones se considerarán realizadas: a) Si es entregada personalmente, en el momento de entrega; o b) Si es enviada por servicio de correo, con la confirmación de la entrega del servicio de correo.

En prueba de conformidad se firman tres ejemplares, de un mismo tenor y a un solo efecto, en la fecha indicada ut supra.

Por la PARTE VENDEDORA: _____

Por CAMMESA: _____

ENERGIA ELECTRICA

Resolución 406/2003

Metodología a aplicarse con la finalidad de preservar el abastecimiento de aquellas demandas que no se encuentren respaldadas por Contratos de Energía Eléctrica en el Mercado a Término.

Bs. As., 8/9/2003

VISTO el Expediente N° S01:0143056/2003 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que conforme lo establecido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 82 del 25 de julio de 2003, esta SECRETARIA DE ENERGIA ha decidido la aplicación del apartado 2.11.5 (in fine) del Capítulo 2 - Precios Estacionales de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)" aprobados por Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, sus modificatorias y complementarias.

Que de acuerdo a lo informado por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), el Fondo de Estabilización se encuentra en déficit, razón por la cual no se podrán cubrir las diferencias entre lo recaudado de acuerdo a los Precios y Cargos facturados a los agentes demandantes y los montos que efectivamente habrá que abonar a los Agentes Acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Que en consecuencia, en el marco de la actual emergencia económica y pública por la que atraviesa el país, se meritúa conveniente establecer un mecanismo transitorio para la asignación de los recursos escasos e insuficientes para afrontar las acreencias de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), buscando privilegiar el pago de los costos aceptados, con el objeto de preservar el abastecimiento de aquellas demandas que no se encuentran respaldadas por Contratos de Energía Eléctrica en el Mercado a Término.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS del MINISTERIO DE ECONOMIA Y PRODUCCION ha tomado intervención a los efectos de su competencia, según lo establecido por el Artículo 6° del Decreto N° 27 del 27 de mayo de 2003.

Que las facultades para el dictado del presente acto surgen de lo dispuesto por el Artículo 37 de la Ley N° 15.336, los Artículos 36 y 85 de la Ley N° 24.065, el Artículo 1° del Decreto N° 432 del 25 de Agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° — Establécese, atento al agotamiento de los recursos disponibles en el Fondo de Estabilización del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y las diferencias resultantes entre el Precio Estacional sancionado y los Precios del Mercado Horario "Spot" operados, transitoriamente, la metodología que se describe en la presente resolución, con el objeto de preservar el abastecimiento de aquellas demandas que no se encuentran respaldadas por Contratos de Energía Eléctrica en el Mercado a Término.

Art. 2° — Autorízase, acorde a lo establecido en el antepenúltimo párrafo del punto "5.7 Sistema de Estabilización de Precios" del capítulo "5. FACTURACION, COBRANZA Y LIQUIDACION" de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios (LOS PROCEDIMIENTOS)" aprobados por Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y sus modificatorias y complementarias, autorizar el uso de los recursos del Fondo Unificado disponibles en COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), no afectados por las Leyes N° 24.954 y N° 25.671 respectivamente, así como los que por el mismo concepto correspondería integrar como resultado de las transacciones económicas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con vencimiento a partir del mes de septiembre de 2003, para aplicar al pago de las transacciones económicas mensuales, mientras existan faltantes para hacer frente al pago de las acreencias de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Tales recursos serán reintegrados oportunamente, por el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), al Fondo Unificado cuando la situación de déficit del Fondo de Estabilización desaparezca.

Art. 3° — Abónense las acreencias de los Agentes dentro del mes del vencimiento y ajustadas a la disponibilidad de los fondos cobrados con vencimiento en dicho mes, quedando pendiente de pago favor de los agentes acreedores

una deuda del Fondo de Estabilización, la que será saldada en oportunidad de que el mismo disponga de los recursos necesarios para tal fin conforme la metodología que, a tal efecto, dispondrá esta SECRETARIA DE ENERGIA emitiendo en su oportunidad los documentos comerciales correspondientes.

En la medida que los recursos disponibles para abonar totalmente las acreencias de los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) resulten insuficientes por razones ajenas a mora en el pago de los agentes deudores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), aún luego de aplicar lo previsto en el artículo precedente, serán consolidados, a fin de cada mes, los saldos impagos, devengando una tasa de interés equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) en sus colocaciones financieras hasta la cancelación de los saldos impagos correspondientes.

A estos efectos se consolidan las deudas existentes por cobros y pagos correspondientes a la Transacción Económica del mes de junio de 2003, con vencimiento en el mes de agosto de 2003, no debiendo imputarse al mismo los pagos adelantados correspondientes a la Transacción Económica del mes de julio de 2003, con vencimiento en el mes de septiembre de 2003, quedando también dicha deuda consolidada para tal mes.

Art. 4° — Establécese que, conforme lo establecido en los artículos precedentes, de no existir recursos suficientes, el orden de prioridad a aplicar para la consolidación de las deudas a favor de los acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) será el siguiente:

a) Las sumas que le correspondan como créditos pendientes de pago al Fondo Unificado conforme lo establecido en el artículo 1° de la presente resolución.

b) Los ingresos mensuales asignables a los Fondos y Cuentas del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

c) Los saldos resultantes para completar el pago de las acreencias de los agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) una vez abonados los conceptos remunerativos establecidos en los incisos d), e) y f) de este artículo.

d) Los conceptos relacionados con el pago de la remuneración de la potencia y los servicios prestados al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

e) Los montos correspondientes a:

I. La energía producida y entregada en el Mercado "Spot" horario valorizada a su costo operativo en función de los Costos Variables de Producción (CVP) declarados y aprobados para los productores con generación térmica más la totalidad de los Cargos de Transporte correspondientes.

II. La energía producida y entregada en el Mercado "Spot" horario por las Centrales Hidroeléctricas, valorizada al Costo Medio Representativo de Operación y Mantenimiento de una Central Hidroeléctrica (COMH) establecido en el punto "3.1 Central Hidroeléctrica vinculada al Mercado" del "Anexo 26. CALCULO DEL PRECIO LOCAL" de "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS)" aprobados por Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y sus modificatorias y complementarias, más la totalidad de los Cargos de Transporte correspondientes.

III. La remuneración correspondiente a los Transportistas de Energía Eléctrica.

IV. Los PAFTT no Distribuidores que tienen acreencias en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) por las operaciones de los Grandes Usuarios del Mercado.

f) Los compromisos asumidos en relación con los anexos II, III, IV de la Resolución de la Secretaría de Energía N° 01 de fecha 2 de Enero de 2003, con excepción de los créditos por el Mercado "Spot" Anticipado (MSA) correspondientes a los Generadores dependientes del Estado Nacional a los que se les aplicará lo establecido en inciso e) anterior.

La asignación de los recursos disponibles para hacer frente al pago del total o parte de cada uno de los montos involucrados en cada inciso precedente, se efectuará en proporción directa a la acreencia establecida en dichos incisos para los acreedores del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

Art. 5° — La mera recepción de los pagos mencionados en el artículo precedente, implica el compromiso de los acreedores de abonar a sus proveedores de combustibles, insumos y mano de obra necesarios para la operación y mantenimiento, con el objeto de mantener el abastecimiento con la calidad de desempeño habitual en el SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXION (SADI).

(Segundo Párrafo derogado por art. 10 de la Resolución N° 95/2013 de la Secretaría de Energía B.O 26/3/2013)

Los Agentes del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deberán informar de inmediato al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) cualquier indisponibilidad de su equipamiento y los motivos que lo justifican, no pudiendo aducir para ello falta de recursos para cubrir sus costos de operación y mantenimiento.

Art. 6° — Establécese que, en caso de detectar cualquier anomalía operativa en el funcionamiento del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá notificar en forma inmediata a la SECRETARIA DE ENERGIA de la situación observada.

Si de la situación detectada surgen problemas de disponibilidad o resultantes de una inadecuada operación de cualquier Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), no justificados a satisfacción del ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), éste deberá restringir los pagos al mismo, hasta tanto se corrobore que existen las condiciones mínimas que garantizan la adecuada operación de tal Agente.

Art. 7° — Autorízase al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), de resultar necesario por razones administrativas derivadas de la aplicación de la presente resolución, a postergar la emisión de los Documentos Comerciales correspondientes a las Transacciones Económicas alcanzadas por ésta, sin por ello quedar afectada la fecha de vencimiento de dichos documentos acorde con lo establecido en "LOS PROCEDIMIENTOS PARA LA PROGRAMACION DE LA OPERACION, EL DESPACHO DE CARGAS Y EL CALCULO DE PRECIOS (LOS PROCEDIMIENTOS)" aprobados por Resolución N° 61 del 29 de abril de 1992 de la ex SECRETARIA DE ENERGIA

ELECTRICA, entonces dependiente del ex MINISTERIO DE ECONOMIA Y OBRAS Y SERVICIOS PUBLICOS, y sus modificatorias y complementarias.

Art. 8° — Establécese que la presente resolución, de carácter transitorio, será de aplicación a partir de la Transacción Económica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con vencimiento en el mes de septiembre de 2003, con el alcance particular indicado para la Transacción Económica del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) con vencimiento en el mes de agosto de 2003, y hasta tanto esta SECRETARIA DE ENERGIA no disponga lo contrario.

Art. 9° — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución.

A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 10. — Notifíquese a la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 11. — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

Secretaría de Energía

ENERGIA ELECTRICA

Resolución 280/2008

Habilitase a los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción provincial y/o municipal a ofrecer al Organismo Encargado del Despacho (OED) la operación de unidades de generación hidroeléctrica con potencia instalada inferior a Dos Mil Kilovatios (2000 kW) que no se encuentren actualmente habilitadas para la operación comercial, de acuerdo a condiciones particulares para su habilitación, programación, despacho y transacciones económicas.

Bs. As., 7/5/2008

VISTO el Expediente N° S01:0088078/2008 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que, el crecimiento sostenido de la demanda de energía resultante de la recuperación de la economía en los últimos años, hacen imprescindible adoptar de inmediato ciertas medidas tendientes a incrementar la oferta eléctrica en el corto plazo y a acotar el costo que para la comunidad representa el COSTO DE LA ENERGIA NO SUMINISTRADA (CENS).

Que, en el ámbito de algunos Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción provincial y/o municipal existen Centrales Hidroeléctricas de baja potencia que no se encuentran actualmente habilitadas para la operación comercial en los términos establecidos en "Los Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios".

Que, por otro lado, resulta conveniente adecuar los requisitos a cumplimentar por toda Central Hidroeléctrica de baja potencia que desee actuar como Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), en función de lo establecido en el Anexo 17 de "Los Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios".

Que, asimismo, corresponde establecer las condiciones técnicas y económicas bajo las cuales operarán estas Centrales, como así también los requerimientos mínimos de información a suministrar para la programación, el despacho y las transacciones económicas.

Que, la rehabilitación de Centrales Hidroeléctricas de baja potencia puede enmarcarse dentro de los objetivos que persigue la Ley N° 26.190, promulgada el 27 de diciembre de 2006, por la cual se establece el Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, ha tomado la intervención de su competencia.

Que, la presente medida se dicta en virtud de las atribuciones emergentes del Artículo 37 de la Ley N° 15.336 y los artículos 35, 36 y 85 de la Ley N° 24.065, y de lo dispuesto por el Artículo 1° del Decreto N° 432 de fecha 25 de agosto de 1982.

Por ello,

EL SECRETARIO DE ENERGIA

RESUELVE:

Artículo 1° — Habilitase a los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción provincial y/o municipal a ofrecer al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la operación de unidades de generación hidroeléctrica con potencia instalada inferior a DOS MIL KILOVATIOS (2.000 kW) que no se encuentren actualmente habilitadas para la operación comercial, de acuerdo a las condiciones particulares para su habilitación, programación, despacho y transacciones económicas definidas en el ANEXO I de la presente norma.

Art. 2° — Establécese que toda central de generación hidroeléctrica con potencia instalada inferior a DOS MIL KILOVATIOS (2.000 kW) que desee ser reconocida como Agente Generador del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), deberá ajustarse a los requisitos establecidos en el ANEXO II de la presente norma.

Art. 3° — Establécese que, en tanto sea de aplicación lo dispuesto en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003 y su aclaratoria, la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 943 de fecha 27 de noviembre de 2003, los créditos correspondientes a las centrales hidroeléctricas referenciadas en los artículos precedentes, serán considerados comprendidos en el Inciso e) del Artículo 4° de la referida Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 406 de fecha 8 de septiembre de 2003.

Art. 4° — Invítase a las Centrales hidroeléctricas referenciadas en los artículos 1° y 2° a acogerse al régimen establecido por la Ley N° 26.190, promulgada el 27 de diciembre de 2006, por la cual se establece el Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.

Art. 5° — Facúltase al Señor Subsecretario de Energía Eléctrica a efectuar todas las comunicaciones que sea menester a los efectos de interactuar con la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA), resolviendo las cuestiones relativas a la aplicación e interpretación de la presente resolución. A los efectos de las comunicaciones relativas a la aplicación de la presente resolución, se deberá entender que el Señor Subsecretario de Energía Eléctrica actúa en nombre de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Art. 6° — Notifíquese a la COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (CAMMESA).

Art. 7° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Daniel Cameron.

ANEXO I

Los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción provincial y/o municipal podrán ofrecer al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la operación de Centrales Hidroeléctricas con potencia instalada inferior o igual a DOS MIL KILOVATIOS (2.000 kW) que no se encuentren actualmente habilitadas para la operación comercial, de acuerdo a las siguientes condiciones particulares:

a) Las Centrales se considerarán habilitadas precariamente para su operación comercial en el marco de esta resolución.

b) El Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica será responsable de presentar ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la habilitación para el ingreso de dicha Central a su propia red, quedando eximida la Central de cumplir con los requisitos establecidos en el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

c) A todos los efectos de la aplicación de la presente resolución, no se modifican los puntos de vinculación de los Prestadores involucrados con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

d) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) realizará el despacho de esas Centrales Hidroeléctricas en forma similar al de las Centrales Hidroeléctricas de baja potencia que ya se encuentran operando en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Estas Centrales ofertarán un volumen de energía que será despachado por el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED), teniendo en cuenta las eventuales restricciones de erogación de agua.

e) Cuando sean despachadas estas Centrales, recibirán una remuneración calculada de manera semejante al de otras centrales hidroeléctricas que operan en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM). Dicha remuneración será acreditada al respectivo Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.

f) Las Centrales deberán, como mínimo, poseer un sistema de medición y comunicaciones equivalentes al Sistema de Medición de Demanda (SMED) implementado en el marco de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1281 del 4 de septiembre de 2006.

g) Estas Centrales no podrán celebrar Contratos del Mercado a Término según lo establecido en "Los Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios".

h) Con relación a las transacciones económicas de los Prestadores involucrados en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá sumar a la demanda registrada en sus puntos de vinculación, la generación producida que haya sido despachada en los términos de la presente resolución.

i) Asimismo, el control del factor de potencia de esos Prestadores en sus puntos de vinculación con el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA se realizará con prescindencia de lo establecido en la presente resolución.

j) El ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá acordar con los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica los procedimientos para realizar las comunicaciones operativas, como así también los requerimientos mínimos de información a suministrar para la programación, el despacho y las transacciones económicas.

La Central y Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica al cual se vinculará podrán acordar el costo de las obras que implique la conexión de la misma, requiriéndose del Prestador la máxima colaboración en cuanto a la reducción del costo de esta prestación por los beneficios que otorga la misma tanto al Prestador como al Sistema en general.

ANEXO II

Toda Central de generación hidroeléctrica con potencia instalada inferior a DOS MIL KILOVATIOS (2.000 kW) que desee actuar como Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) deberá ajustarse a requisitos similares a los establecidos en el Anexo 17 de "Los Procedimientos", pero deberán tenerse en cuenta las siguientes particularidades:

a) La solicitud de ingreso como Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) debe ser presentada con una anticipación no menor a CUARENTA Y CINCO (45) días corridos a la fecha prevista de ingreso.

b) Dadas las características particulares de estas Centrales, el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) deberá acordar con sus titulares los procedimientos para realizar las comunicaciones operativas, como así también los requerimientos mínimos de información a suministrar para la programación, el despacho y las transacciones económicas.

c) El Agente solicitante quedará eximido de cumplir con los requisitos establecidos en el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica, siempre y cuando el Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica al cual se vinculará presente ante el ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) la habilitación para el ingreso de dicha Central a su propia red.

d) Las Centrales deberán, como mínimo, poseer un sistema de medición y comunicaciones equivalentes al Sistema de Medición de Demanda (SMED) implementado en el marco de la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 1281 del 4 de Septiembre de 2006.

e) Las Centrales podrán celebrar Contratos del Mercado a Término o Contratos del Servicio de ENERGIA PLUS, según lo establecido en "Los Procedimientos para la Programación de la Operación el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios". También podrán celebrar Contratos de Abastecimiento en función de lo definido en la Resolución SECRETARIA DE ENERGIA N° 220 del 18 de enero de 2007.

f) La Central y Prestador del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica al cual se vinculará podrán acordar el costo de las obras que implique la conexión de la misma, requiriéndose del Prestador la máxima colaboración en cuanto a la reducción del costo de esta prestación por los beneficios que otorga la misma tanto al Prestador como al Sistema en general.

ENERGIA ELECTRICA

Ley 26.190

Regimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Objeto. Alcance. Ambito de aplicación. Autoridad de aplicación. Políticas. Régimen de inversiones. Beneficiarios. Beneficios. Sanciones. Fondo Fiduciario de Energías Renovables.

Sancionada: Diciembre 6 de 2006.

Promulgada de Hecho: Diciembre 27 de 2006.

El Senado y Cámara de Diputados
de la Nación Argentina reunidos en Congreso,
etc.

sancionan con fuerza de

Ley:

REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADA
A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

ARTICULO 1° — Objeto - Declárase de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.

ARTICULO 2° — Alcance - Se establece como objetivo del presente régimen lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el OCHO POR CIENTO (8%) del consumo de energía eléctrica nacional, en el plazo de DIEZ (10) años a partir de la puesta en vigencia del presente régimen.

ARTICULO 3° — Ambito de aplicación - La presente ley promueve la realización de nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el territorio nacional, entendiéndose por tales la construcción de las obras civiles, electromecánicas y de montaje, la fabricación y/o importación de componentes para su integración a equipos fabricados localmente y la explotación comercial.

ARTICULO 4° — Definiciones - A efectos de la presente norma se aplicarán las siguientes definiciones:

a) Fuentes de Energía Renovables: son las fuentes de energía renovables no fósiles: energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, con excepción de los usos previstos en la Ley 26.093.

b) El límite de potencia establecido por la presente ley para los proyectos de centrales hidroeléctricas, será de hasta TREINTA MEGAVATIOS (30 MW).

c) Energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables: es la electricidad generada por centrales que utilicen exclusivamente fuentes de energía renovables, así como la parte de energía generada a partir de dichas fuentes en centrales híbridas que también utilicen fuentes de energía convencionales.

d) Equipos para generación: son aquellos destinados a la transformación de la energía disponible en su forma primaria (eólica, hidráulica, solar, entre otras) a energía eléctrica.

ARTICULO 5° — Autoridad de Aplicación – La autoridad de aplicación de la presente ley será determinada por el Poder Ejecutivo nacional, conforme a las respectivas competencias dispuestas por la Ley 22.520 de Ministerios y sus normas reglamentarias y complementarias.

ARTICULO 6° — Políticas - El Poder Ejecutivo nacional, a través de la autoridad de aplicación, instrumentará entre otras, las siguientes políticas públicas destinadas a promover la inversión en el campo de las energías renovables:

a) Elaborar, en coordinación con las jurisdicciones provinciales, un Programa Federal para el Desarrollo de las Energías Renovables el que tendrá en consideración todos los aspectos tecnológicos, productivos, económicos y financieros necesarios para la administración y el cumplimiento de las metas de participación futura en el mercado de dichos energéticos.

b) Coordinar con las universidades e institutos de investigación el desarrollo de tecnologías aplicables al aprovechamiento de las fuentes de energía renovables, en el marco de lo dispuesto por la Ley 25.467 de Ciencia, Tecnología e Innovación.

c) Identificar y canalizar apoyos con destino a la investigación aplicada, a la fabricación nacional de equipos, al fortalecimiento del mercado y aplicaciones a nivel masivo de las energías renovables.

d) Celebrar acuerdos de cooperación internacional con organismos e institutos especializados en la investigación y desarrollo de tecnologías aplicadas al uso de las energías renovables.

e) Definir acciones de difusión a fin de lograr un mayor nivel de aceptación en la sociedad sobre los beneficios de una mayor utilización de las energías renovables en la matriz energética nacional.

f) Promover la capacitación y formación de recursos humanos en todos los campos de aplicación de las energías renovables.

ARTICULO 7° — Régimen de Inversiones - Institúyese, por un período de DIEZ (10) años, un Régimen de Inversiones para la construcción de obras nuevas destinadas a la producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables, que regirá con los alcances y limitaciones establecidas en la presente ley.

ARTICULO 8° — Beneficiarios - Serán beneficiarios del régimen instituido por el artículo 7°, las personas físicas y/o jurídicas que sean titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables, aprobados por la autoridad de aplicación y comprendidas dentro del alcance fijado en el artículo 2°, con radicación en el territorio nacional, cuya producción esté destinada al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o la prestación de servicios públicos.

ARTICULO 9° — Beneficios - Los beneficiarios mencionados en el artículo 8° que se dediquen a la realización de emprendimientos de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables de energía en los términos de la presente ley y que cumplan las condiciones establecidas en la misma, gozarán a partir de la aprobación del proyecto respectivo y durante la vigencia establecida en el artículo 7°, de los siguientes beneficios promocionales:

1.- En lo referente al Impuesto al Valor Agregado y al Impuesto a las Ganancias, será de aplicación el tratamiento dispensado por la Ley 25.924 y sus normas reglamentarias, a la adquisición de bienes de capital y/o la realización de obras que se correspondan con los objetivos del presente régimen.

2.- Los bienes afectados por las actividades promovidas por la presente ley, no integrarán la base de imposición del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta establecido por la Ley 25.063, o el que en el futuro lo complementa, modifique o sustituya, hasta el tercer ejercicio cerrado, inclusive, con posterioridad a la fecha de puesta en marcha del proyecto respectivo.

ARTICULO 10° — Sanciones - El incumplimiento del emprendimiento dará lugar a la caída de los beneficios acordados por la presente y al reclamo de los tributos dejados de abonar, más sus intereses y actualizaciones.

ARTICULO 11° — No podrán acogerse al presente régimen quienes se hallen en alguna de las siguientes situaciones:

a) Declarados en estado de quiebra, respecto de los cuales no se haya dispuesto la continuidad de la explotación, conforme a lo establecido en las Leyes 19.551 y sus modificaciones, o 24.522, según corresponda.

b) Querellados o denunciados penalmente por la entonces Dirección General Impositiva, dependiente de la ex Secretaría de Hacienda del entonces Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos, o la Administración Federal de Ingresos Públicos, entidad autárquica en el ámbito del Ministerio de Economía y Producción, con fundamento en las Leyes 23.771 y sus modificaciones o 24.769 y sus modificaciones, según corresponda, a cuyo respecto se haya formulado el correspondiente requerimiento fiscal de elevación a juicio con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley y se encuentren procesados.

c) Denunciados formalmente o querellados penalmente por delitos comunes que tengan conexión con el incumplimiento de sus obligaciones tributarias o la de terceros, a cuyo respecto se haya formulado el correspondiente requerimiento fiscal de elevación a juicio con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley y se encuentren procesados.

d) Las personas jurídicas, —incluidas las cooperativas— en las que, según corresponda, sus socios, administradores, directores, síndicos, miembros de consejos de vigilancia, o quienes ocupen cargos equivalentes en las mismas, hayan sido denunciados formalmente o querellados penalmente por delitos comunes que tengan conexión con el incumplimiento de sus obligaciones tributarias o la de terceros, a cuyo respecto se haya formulado el correspondiente requerimiento fiscal de elevación a juicio con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente ley y se encuentren procesados.

El acaecimiento de cualquiera de las circunstancias mencionadas en los incisos precedentes, producido con posterioridad al acogimiento al presente régimen, será causa de caducidad total del tratamiento acordado en el mismo.

Los sujetos que resulten beneficiarios del presente régimen deberán previamente renunciar a la promoción de cualquier procedimiento judicial o administrativo con relación a las disposiciones del decreto 1043 de fecha 30 de abril de 2003 o para reclamar con fines impositivos la aplicación de procedimientos de actualización cuya utilización se encuentra vedada conforme a lo dispuesto por la Ley 23.928 y sus modificaciones y el artículo 39 de la Ley 24.073 y sus modificaciones. Aquellos que a la fecha de entrada en vigencia de la presente ley ya hubieran promovido tales procesos, deberán desistir de las acciones y derechos invocados en los mismos. En ese caso, el pago de las costas y gastos causídicos se impondrán en el orden causado, renunciando el fisco, al cobro de las respectivas multas.

ARTICULO 12° — Se dará especial prioridad, en el marco del presente régimen, a todos aquellos emprendimientos que favorezcan, cualitativa y cuantitativamente, la creación de empleo y a los que se integren en su totalidad con bienes de capital de origen nacional. La autoridad de aplicación podrá autorizar la integración con bienes de capital de origen extranjero, cuando se acredite fehacientemente, que no existe oferta tecnológica competitiva a nivel local.

ARTICULO 13° — Complementariedad - El presente régimen es complementario del establecido por la Ley 25.019 y sus normas reglamentarias, siendo extensivos a todas las demás fuentes definidas en la presente ley los beneficios previstos en los artículos 4° y 5° de dicha ley, con las limitaciones indicadas en el artículo 5° de la Ley 25.019.

ARTICULO 14° — Fondo Fiduciario de Energías Renovables Sustitúyese el artículo 5° de la Ley 25.019, el que quedará redactado de la siguiente forma:

Artículo 5°: La Secretaría de Energía de la Nación en virtud de lo dispuesto en el artículo 70 de la Ley 24.065 incrementará el gravamen dentro de los márgenes fijados por el mismo hasta 0,3 \$/MWh, destinado a conformar el FONDO FIDUCIARIO DE ENERGIAS RENOVABLES, que será administrado y asignado por el Consejo Federal de la Energía Eléctrica y se destinará a:

- I. Remunerar en hasta UNO COMA CINCO CENTAVOS POR KILOVATIO HORA (0,015 \$/kWh) efectivamente generados por sistemas eólicos instalados y a instalarse, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos.
- II. Remunerar en hasta CERO COMA NUEVE PESOS POR KILOVATIO HORA (0,9 \$/kWh) puesto a disposición del usuario con generadores fotovoltaicos solares instalados y a instalarse, que estén destinados a la prestación de servicios públicos.
- III. Remunerar en hasta UNO COMA CINCO CENTAVOS POR KILOVATIO HORA (0,015 \$/kWh) efectivamente generados por sistemas de energía geotérmica, mareomotriz, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración y biogás, a instalarse que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos. Están exceptuadas de la presente remuneración, las consideradas en la Ley 26.093.
- IV. Remunerar en hasta UNO COMA CINCO CENTAVOS POR KILOVATIO HORA (0,015 \$/kWh) efectivamente generados, por sistemas hidroeléctricos a instalarse de hasta TREINTA MEGAVATIOS (30 MW) de potencia, que vuelquen su energía en los mercados mayoristas o estén destinados a la prestación de servicios públicos.

El valor del Fondo como la remuneración establecida, se adecuarán por el Coeficiente de Adecuación Trimestral (CAT) referido a los períodos estacionales y contenido en la Ley 25.957.

Los equipos a instalarse gozarán de esta remuneración por un período de QUINCE (15) años, a contarse a partir de la solicitud de inicio del período de beneficio.

Los equipos instalados correspondientes a generadores eólicos y generadores fotovoltaicos solares, gozarán de esta remuneración por un período de QUINCE (15) años a partir de la efectiva fecha de instalación.

ARTICULO 15° — Invitación - Invítase a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir a la presente ley y a dictar, en sus respectivas jurisdicciones, su propia legislación destinada a promover la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

ARTICULO 16° — Plazo para la reglamentación – El Poder Ejecutivo nacional, dentro de los NOVENTA (90) días de promulgada la presente ley, deberá proceder a dictar su reglamentación y elaborará y pondrá en marcha el programa de desarrollo de las energías renovables, dentro de los SESENTA (60) días siguientes.

ARTICULO 17° — Comuníquese al Poder Ejecutivo.

DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES, A LOS SEIS DIAS DEL MES DE DICIEMBRE DEL AÑO DOS MIL SEIS.

—REGISTRADA BAJO EL N° 26.190—

ALBERTO BALESTRINI. — JOSE J. B. PAMPURO. — Enrique Hidalgo. — Juan H. Estrada.

Ley 26190 HONORABLE CONGRESO DE LA NACION ARGENTINA

Número/Dependencia	Fecha Publicación	Descripción
Decreto 562/2009 PODER EJECUTIVO NACIONAL (P.E.N.)	20-may-2009	ENERGIA ELECTRICA LEY 26.190 - REGLAMENTACION
Resolución 712/2009 SECRETARIA DE ENERGIA	15-oct-2009	ENERGIA ELECTRICA REALIZACION DE CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO - HABILITASE
Resolución 108/2011 SECRETARIA DE ENERGIA	13-abr-2011	ENERGIA ELECTRICA CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO - HABILITACION
Resolución Conjunta 572/2011 MIN. PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUB. Y SERVI Resolución Conjunta 172/2011 MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS	05-may-2011	ENERGIA ELECTRICA PROCEDIMIENTO PARA LA PRESENTACION Y SELECCION DE PROYECTOS - APROBACION

ENERGIA ELECTRICA

Decreto 562/2009

Reglamentase la Ley N° 26.190 relacionada al Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.

Bs. As., 15/5/2009

VISTO el Expediente N° S01:0500384/2006 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, y

CONSIDERANDO:

Que se ha sancionado la Ley N° 26.190 sobre "REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADA A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA".

Que la Ley propende a diversificar la matriz energética nacional favoreciendo el uso de fuentes de energía renovables y contribuyendo a la mitigación del cambio climático.

Que dicha Ley declara de interés nacional la generación de energía eléctrica en base a fuentes renovables con destino a la prestación del servicio público y la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad, estableciendo una meta a alcanzar del OCHO POR CIENTO (8%) en la participación de las fuentes de energía renovables en el consumo eléctrico nacional en un plazo de DIEZ (10) años, habiéndose definido un conjunto de beneficios impositivos aplicables a las nuevas inversiones en emprendimientos de producción de energía eléctrica, así como la remuneración a pagar por cada kilovatio hora efectivamente generado por las diferentes fuentes ofertadas que vuelque su energía en el MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) y/o estén destinadas a la prestación de servicio público.

Que las inversiones en producción de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el Territorio Nacional, alcanzarán tanto a las nuevas plantas de generación, como a las ampliaciones y/o repotenciones de plantas de generación existentes, en tanto conformen un conjunto inescindible en lo atinente a su aptitud funcional para la producción de energía eléctrica.

Que el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a través de la SECRETARIA DE ENERGIA en coordinación con las provincias por intermedio del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE), deberá instrumentar y normar el FONDO FIDUCIARIO DE ENERGIAS RENOVABLES, en base a los recursos y con el destino establecido por el Artículo 5° de la Ley N° 25.019, con las modificaciones introducidas por el Artículo 14 de la Ley N° 26.190.

Que el citado CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, será el administrador del FONDO FIDUCIARIO DE ENERGIAS RENOVABLES.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que el PODER EJECUTIVO NACIONAL, se encuentra facultado para el dictado del presente acto en virtud de las atribuciones conferidas por el Inciso 2, del Artículo 99 de la CONSTITUCION NACIONAL.

Por ello,

LA PRESIDENTA DE LA NACION ARGENTINA

DECRETA:

Artículo 1° — Apruébase la reglamentación de la Ley N° 26.190 sobre "REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL, PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADAS A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA", que como ANEXO forma parte integrante del presente decreto.

Art. 2° — El presente acto comenzará a regir a partir de la fecha de su publicación en el Boletín Oficial.

Art. 3° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — FERNANDEZ DE KIRCHNER. — Sergio T. Massa. — Carlos R. Fernández. — Julio M. De Vido.

ANEXO

REGLAMENTACION DEL REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES
DE ENERGIA DESTINADAS A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA

ARTICULO 1º.- EL MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y el MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, fomentarán el desarrollo de emprendimientos para la producción de energía eléctrica en base a fuentes de energía renovables con destino a la prestación del servicio público de electricidad, la investigación para el desarrollo tecnológico y la fabricación de equipos con esa finalidad.

Alcance

ARTICULO 2º.- Para el cálculo del OCHO POR CIENTO (8%) del consumo de energía eléctrica nacional a que hace referencia el Artículo 2º de la Ley Nº 26.190, se tomará como base el "Informe del Sector Eléctrico" que publica anualmente la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, correspondiente al año inmediatamente anterior al del cálculo. En caso de que este documento dejara de publicarse, la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, deberá decidir cómo resolver su reemplazo para garantizar la disponibilidad de la información necesaria. Se deberá incluir en el cómputo la producción de las fuentes de energía renovables a la fecha de promulgación de la Ley Nº 26.190.

El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, en el ámbito de sus competencias, podrá adoptar las medidas conducentes a efectos de alcanzar el objetivo previsto por el Artículo 2º de la Ley 26.190.

Ambito de Aplicación

ARTICULO 3º.- La Ley Nº 26.190 es de aplicación a todas las inversiones en producción de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional, sean éstas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciones de plantas de generación existentes, realizadas sobre equipos nuevos o usados -según la normativa que al respecto dicte oportunamente el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a través de la SECRETARIA DE ENERGIA de conformidad con los lineamientos del PROGRAMA FEDERAL PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGIAS RENOVABLES a desarrollarse con las jurisdicciones provinciales a través del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, -incluyendo los bienes de capital, obras civiles, electromecánicas y de montaje y otros servicios vinculados que integren la nueva planta de generación o se integren a las plantas existentes y conformen un conjunto inescindible en lo atinente a su aptitud funcional para la producción de energía eléctrica, a partir de las fuentes renovables que se definen en el Inciso a) del Artículo 4º de la Ley Nº 26.190.

ARTICULO 4º.- Sin reglamentar.

Autoridad de Aplicación

ARTICULO 5º.- Será Autoridad de Aplicación de la Ley Nº 26.190 el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, conforme lo establece la Ley de Ministerios Nº 22.520 (t.o. Decreto Nº 438/92), excepto en las cuestiones de índole tributaria o fiscal respecto de las cuales cumplirá el rol de Autoridad de Aplicación el MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, que a los efectos de la aplicación de la ley que se reglamenta, tendrá las siguientes funciones:

- a) Dictará las reglamentaciones técnicas de orden fiscal y/o tributario.
- b) Determinará el monto máximo a prever en el Presupuesto Nacional disponible para otorgar beneficios promocionales.
- c) Aplicará sanciones específicas referidas a incumplimientos de índole tributaria fiscal, por parte de los sujetos beneficiados por este régimen.
- d) En función del listado remitido por el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA sobre la aprobación de proyectos y su orden de prioridad, efectuará la asignación de los cupos fiscales correspondientes a cada proyecto.
- e) El MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS será el encargado de provisionar el cupo anual de beneficios promocionales previstos en la Ley Nº 26.190 y gestionará su inclusión en la Ley de Presupuesto del año fiscal siguiente, sobre la base de la propuesta que al respecto deberá efectuar el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a través de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Políticas

ARTICULO 6º.- Inciso a) El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a través de la SECRETARIA DE ENERGIA coordinará con las jurisdicciones provinciales a través del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, la elaboración del "PROGRAMA FEDERAL PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGIAS RENOVABLES", el que incluirá una Remuneración Adicional según lo establecido en los artículos 13 y 14 de la Ley Nº 26.190 y un Régimen de Inversiones según el artículo 7º que registrá con los alcances y limitaciones previstos en dicha Ley.

Inciso b) El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a través de la SECRETARIA DE ENERGIA definirá las condiciones bajo las cuales llevará a cabo la coordinación de las actividades en el marco de lo dispuesto por la Ley N° 25.467 de Ciencia, Tecnología e Innovación.

Inciso c) Sin reglamentar.

Inciso d) Sin reglamentar.

Inciso e) Sin reglamentar.

Inciso f) El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a través de la SECRETARIA DE ENERGIA definirá las condiciones bajo las cuales se desarrollarán los programas de capacitación y formación de recursos humanos, en todos los campos de aplicación de las energías renovables.

Régimen de inversiones

ARTICULO 7°.- El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, en coordinación con las provincias, por intermedio del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, deberá definir parámetros que permitan seleccionar, aprobar y merituar proyectos de inversión en obras nuevas para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

A efectos de ejercer lo establecido en el párrafo precedente, deberán tenerse especialmente en cuenta las siguientes pautas:

a) Creación de empleo.

b) Minimización del impacto ambiental.

c) Integración de la obra con bienes de capital de origen nacional. Podrá autorizarse la integración parcial con bienes de capital de origen extranjero, cuando se acredite fehacientemente que no existe oferta tecnológica competitiva a nivel local.

d) La energía eléctrica a generarse se destine al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o la prestación de servicio público.

Dado que el cupo anual para los beneficios promocionales emergentes de este Régimen de Inversiones será limitado, el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA deberá establecer un orden de mérito para los proyectos que hayan obtenido esta aprobación, a fin de informar al MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, en su carácter de Autoridad de Aplicación en materia tributaria o fiscal.

En caso que la sumatoria de los proyectos aprobados por el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA excediera el cupo previamente definido por el MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS dicho orden de mérito deberá ser tenido en cuenta, dando prioridad a los mejor calificados.

Tanto a los efectos de la remuneración adicional como del Régimen de Inversiones, se considerará obra nueva — según lo establecido en el Artículo 3° del presente Decreto Reglamentario —, para la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, a los bienes de capital, obras civiles, electromecánicas y de montaje y otros servicios vinculados que la integren y conformen un conjunto inescindible en lo atinente a su aptitud funcional para la producción de energía eléctrica a partir de las fuentes renovables que se definen en el inciso a) del Artículo 4° de la Ley N° 26.190.

Beneficiarios

ARTICULO 8°.- 8.1.- Serán beneficiarios del Régimen de Inversiones las personas físicas domiciliadas en la REPUBLICA ARGENTINA y/o las personas jurídicas constituidas en la REPUBLICA ARGENTINA que sean:

a) Titulares de un proyecto de inversión con los alcances definidos en el Artículo 8° de la Ley N° 26.190 que haya sido aprobado por el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, quien deberá previamente verificar que la energía eléctrica a generar por la fuente renovable de que se trate se encuentre dentro del porcentaje de contribución que establece el Artículo 2° de la Ley N° 26.190.

b) El titular del proyecto de inversión a que hace referencia el inciso precedente deberá ser titular de una concesión y/o autorización para generar energía eléctrica en los términos de la Ley N° 24.065, o en los casos en que correspondiere, de lo establecido por las legislaciones y normativas provinciales y/o municipales. El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA podrá contemplar la inclusión de otras figuras legales siempre que ellas impliquen la responsabilidad del titular de la inversión por su construcción, operación y mantenimiento.

c) La energía eléctrica a generar por el proyecto de inversión a que se hace referencia en los incisos precedentes, deberá estar destinada al MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM) o a la prestación del servicio público de electricidad.

8.2.- Requisitos. Los peticionarios, al presentar su proyecto de inversión en fuentes renovables deberán acreditar fehacientemente ante el CONSEJO FEDERAL DE ENERGIA ELECTRICA dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS los siguientes requisitos:

a) Datos de identificación de las personas físicas y/o jurídicas solicitantes y, en su caso acto constitutivo y Estatuto Social debidamente inscripto en los registros que correspondan.

b) Presentación de Balance y Estados Contables del último ejercicio cerrado.

c) Cumplimiento de las obligaciones tributarias y previsionales vencidas a la fecha de la solicitud.

d) Proyecto de inversión. Los peticionarios deberán cumplir con los requisitos e incluir la documentación legal, técnica, ambiental y económica que exigirán tanto el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA

Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, como el MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, en su carácter de Autoridad de Aplicación en materia tributaria o fiscal en los términos de lo dispuesto en la Reglamentación del Artículo 7° de la Ley N° 26.190.

e) Informes de evaluación de factibilidad técnica y económica del proyecto, destacando la integración de bienes de capital de origen nacional que componen el proyecto.

f) Definición del beneficio fiscal solicitado y su cuantificación detallada.

g) Acreditación de la generación de puestos genuinos de trabajo, conforme la legislación laboral vigente en cada rubro de actividad.

h) Comprobante y/o declaración jurada de desistimiento de las acciones y derechos a que se refiere la parte final del tercer párrafo del Artículo 11 de la Ley N° 26.190 o, en su defecto, renuncia a la promoción de las acciones judiciales o administrativas respecto de los supuestos que menciona dicha norma, en caso de corresponder.

i) Comprobante y/o declaración jurada de la que surja que los peticionantes no se encuentran comprendidos en ninguna de las situaciones previstas en los incisos a), b), c) y d) del Artículo 11 de la Ley N° 26.190.

8.3.- Procedimiento:

a) Los peticionarios iniciarán su trámite ante el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA, con la presentación formal de los requisitos establecidos en el punto 8.2.

b) EL CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, dependiente de la SECRETARIA DE ENERGIA, en base a lo previsto en la Reglamentación del Artículo 7° de la Ley N° 26.190 realizará la selección, evaluación y aprobación de los proyectos presentados, ad referendum del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA. Previo a la aprobación definitiva, la citada Secretaría requerirá a los peticionarios la documentación que acredite su condición de titular, permisionario o concesionario de una obra nueva - según lo establecido en el Artículo 3° del presente Decreto Reglamentario, para la producción de energía eléctrica destinada a la prestación del servicio público a partir de fuentes renovables, según corresponda en los términos de la Ley N° 24.065, o en los casos en que fuere menester según lo establecido por las legislaciones y normativas provinciales y/o municipales.

e) Con carácter previo a su aprobación definitiva por parte del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, los proyectos serán remitidos incluyendo el orden de mérito al MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, en su condición de Autoridad de Aplicación en materia tributaria o fiscal.

d) EL MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, evaluará y aprobará la aplicación a estos proyectos del Régimen de Inversiones previsto en el Artículo 7° de la Ley N° 26.190, pudiendo solicitar, si lo considera necesario, documentación adicional a los peticionarios. En caso de que se exceda el cupo presupuestario anual previsto para estos beneficios tributarios, se tendrá en cuenta el orden de mérito efectuado por el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA.

Beneficios Promocionales

ARTICULO 9°.- A los efectos del Artículo 9° de la Ley N° 26.190, se establecen las siguientes disposiciones:

a) De conformidad a lo establecido en el inciso 1) del Artículo 9° de la Ley N° 26.190, los sujetos titulares de proyectos aprobados en el marco de las disposiciones de dicha Ley, podrán obtener la devolución anticipada del IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA), correspondiente a los bienes nuevos amortizables —excepto automóviles— incluidos en el proyecto, o alternativamente practicar en el Impuesto a las Ganancias la amortización acelerada de los mismos, no pudiendo acceder a los DOS (2) tratamientos por un mismo proyecto.

1. Devolución anticipada del IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA): EL IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA) que por la compra, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de capital o la realización de obras de infraestructura, les hubiera sido facturado a los responsables del gravamen, luego de transcurrido como mínimo TRES (3) períodos fiscales contados a partir de aquél en el que se hayan realizado las respectivas inversiones, le serán acreditados contra otros impuestos a cargo de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS (AFIP), entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, o en su defecto les será devuelto en ambos casos en el plazo estipulado en el acto de aprobación del proyecto, en las condiciones y con las garantías que al respecto establezca la citada ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS (AFIP).

Dicha acreditación o devolución procederá en la medida en que el importe de las mismas no haya debido ser absorbido por los respectivos débitos fiscales originados por el desarrollo del proyecto.

1. A tales fines se considerarán inversiones realizadas a aquéllas que correspondan a erogaciones de fondos efectuadas a partir de la fecha de aprobación del proyecto, de conformidad a los plazos establecidos en el mismo.

2. Cuando los bienes a los que se refiere el presente punto se adquieran en los términos y condiciones establecidos por la Ley N° 25.248, los créditos fiscales correspondientes a los cánones y a la opción de compra sólo podrán computarse a los efectos de este régimen luego de haber transcurrido como mínimo TRES (3) períodos fiscales, contados a partir de aquél en que se haya ejercido la citada opción.

3. No podrá realizarse la acreditación prevista en este régimen contra obligaciones derivadas de la responsabilidad sustitutiva o solidaria de los contribuyentes por deudas de terceros o de su actuación como agentes de retención o percepción. Tampoco será aplicable la referida acreditación contra gravámenes con destino exclusivo al financiamiento de fondos con afectación específica.

4. EL IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA) correspondiente a las inversiones a que hace referencia el punto 1 se computará contra los débitos fiscales, una vez computados los restantes créditos fiscales relacionados con la actividad gravada.

5. No procederá la acreditación o devolución a que se refiere el presente apartado, según corresponda, cuando al momento de su solicitud los respectivos bienes de capital no integren el patrimonio de los titulares del proyecto.

II. Amortización acelerada del IMPUESTO A LAS GANANCIAS: Los sujetos titulares de proyectos promovidos en el marco de la Ley N° 26.190 por las inversiones correspondientes a dichos proyectos efectuadas con posterioridad a su aprobación y de conformidad a los plazos que allí se establezcan, podrán optar por practicar las respectivas amortizaciones a partir del período fiscal de habilitación del bien de acuerdo con las normas previstas en el Artículo 84 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificatorias, o conforme al régimen que se establece a continuación:

1. Para inversiones realizadas durante los primeros DOCE (12) meses inmediatos posteriores a la fecha de aprobación del proyecto:

1.1. En bienes muebles amortizables —excepto automóviles— adquiridos, elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en TRES (3) cuotas anuales iguales y consecutivas.

1.2. En las obras de infraestructura iniciadas en dicho período: como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surjan de considerar su vida útil reducida al CINCUENTA POR CIENTO (50%) de la estimada.

2. Para las inversiones realizadas durante los segundos DOCE (12) meses inmediatos posteriores a la fecha de aprobación del proyecto:

2.1. En bienes muebles amortizables adquiridos —excepto automóviles— elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en CUATRO (4) cuotas anuales iguales y consecutivas.

2.2. En obras de infraestructura iniciadas en dicho período: como mínimo en la cantidad de cuotas anuales iguales y consecutivas que surjan de considerar su vida útil reducida al SESENTA POR CIENTO (60%) de la estimada.

3. Para inversiones realizadas durante los terceros DOCE (12) meses inmediatos posteriores a la fecha de aprobación del proyecto:

3.1. En bienes muebles amortizables adquiridos —excepto automóviles—, elaborados, fabricados o importados en dicho período: como mínimo en CINCO (5) cuotas anuales iguales y consecutivas.

3.2. En obras de infraestructura iniciadas en dicho período: como mínimo en la cantidad de cuotas anuales iguales y consecutivas que surjan de considerar su vida útil reducida al SETENTA POR CIENTO (70%) de la estimada. Cuando se trate de operaciones que den derecho a la opción prevista en el Artículo 67 de la Ley del Impuesto a las Ganancias (t.o. 1997) y sus modificatorias, la amortización especial establecida en el presente apartado deberá practicarse sobre el costo determinado de acuerdo con lo dispuesto en la citada norma legal. Si la adquisición y la venta se realizaran en ejercicios fiscales diferentes, la amortización eventualmente computada en exceso deberá reintegrarse en el balance impositivo correspondiente a dicha enajenación.

El tratamiento especial previsto en el presente apartado queda sujeto a la condición de que los bienes adquiridos permanezcan en el patrimonio del titular del proyecto de que se trate durante TRES (3) años contados a partir de la fecha de habilitación del bien. De no cumplirse esta condición corresponderá rectificar las declaraciones juradas presentadas e ingresar las diferencias de impuestos resultantes con más sus intereses, salvo en el supuesto previsto en el párrafo siguiente.

No se producirá la caducidad del tratamiento señalado precedentemente en el caso de reemplazo de bienes que hayan gozado de la franquicia, en tanto el monto invertido en la reposición sea igual o mayor al obtenido por su venta.

Cuando el importe de la nueva adquisición fuera menor del obtenido en la venta la proporción de las amortizaciones computadas que en virtud del importe reinvertido no se encuentre alcanzada por el Régimen de Inversión, tendrá el tratamiento indicado en el párrafo anterior.

b) A los fines de lo dispuesto en el inciso 2 del Artículo 9° de la Ley N° 26.190, los bienes que no integran la base de imposición del IMPUESTO A LA GANANCIA MINIMA PRESUNTA son los afectados al proyecto promovido e ingresados al patrimonio de la empresa titular del mismo con posterioridad a la fecha de su aprobación.

Sanciones

ARTICULO 10.- Aquellos proyectos aprobados por el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través SECRETARIA DE ENERGIA que no cumplan con los plazos de ejecución que dieron origen a su aprobación, perderán el cupo asignado, salvo que soliciten y obtengan una prórroga de los mismos.

El incumplimiento del resto de los compromisos: técnicos, productivos y comerciales, asumidos en la presentación que dieron origen al beneficio promocional, darán lugar a la pérdida del mismo y al reclamo de los tributos dejados de abonar más sus intereses y actualizaciones.

El incumplimiento será resuelto mediante acto fundado por parte del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA y no corresponderá respecto de los sujetos comprendidos, el trámite establecido por el Artículo 16 y siguientes de la Ley N° 11.683 texto ordenado en 1998 y sus modificaciones, sino que la determinación de la deuda quedará ejecutoriada con la simple intimación de pago del impuesto y sus accesorios por la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, sin necesidad de otra sustanciación.

El término de la prescripción para exigir la restitución de los créditos fiscales acreditados o, en su caso, del Impuesto a las Ganancias y del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, ingresado en defecto, con más los intereses y actualizaciones que pudieran corresponder, será de CINCO (5) años contados a partir del 1° de enero del año siguiente a aquel en que haya finalizado el plazo fijado para el cumplimiento de las provisiones del proyecto.

Facúltase a la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, a dictar la normativa que resulte necesaria a los efectos de la aplicación de lo dispuesto precedentemente.

ARTICULO 11.- Sin reglamentar.

ARTICULO 12.- El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, en su carácter de Autoridad de Aplicación, deberá definir los parámetros que ponderen la

participación de elementos de producción local así como los supuestos que deberán acreditarse cuando no existiere oferta tecnológica competitiva de nivel local.

Complementariedad. Alcances

ARTICULO 13.- a) Todo sujeto que al momento de publicación de la Ley N° 26.190, fuere titular de los beneficios impositivos derivados de un emprendimiento eólico o solar otorgado en el marco de la Ley N° 25.019, mantendrá la situación fiscal que se deriva de la aplicación de esta última.

b) Los titulares de emprendimientos eólicos instalados que son beneficiarios de la Remuneración Adicional establecida por el Artículo 5° de la Ley N° 25.019, mantendrán ese beneficio, con las modificaciones introducidas por el Artículo 14 de la Ley N° 26.190. La modificación de los montos de dicha Remuneración Adicional que surge del citado artículo, tendrá vigencia a partir de la fecha de promulgación de la Ley N° 26.190, contabilizándose el plazo de vigencia establecido en el último párrafo del Artículo 14 de dicha ley, a partir de la fecha de la efectiva instalación del emprendimiento.

c) Los titulares de emprendimientos fotovoltaicos instalados que están destinados a la prestación de servicios públicos, serán beneficiarios de la Remuneración Adicional establecida por el Artículo 5° de la Ley N° 25.019, con las modificaciones introducidas por el Artículo 14 de la Ley N° 26.190, a partir de la fecha de promulgación de esta última, contabilizándose el plazo de vigencia establecido en el último párrafo del Artículo 14 de dicha ley a partir de la fecha de su efectiva instalación.

d) Todo titular de un emprendimiento eólico o solar nuevo, entendiéndose por tal a aquel cuyo proyecto de inversión se encuentre en trámite de aprobación ante el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, así como aquel que iniciare su tramitación con posterioridad a la promulgación de la Ley N° 26.190, y que aspire a ser titular de los beneficios impositivos promocionales instaurados para las energías renovables y de la remuneración adicional prevista con el mismo fin, deberán encuadrarse en lo establecido al respecto en la Ley N° 26.190 y la presente reglamentación.

Fondo Fiduciario de Energías Renovables

ARTICULO 14.- El CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, en su condición de administrador del FONDO FIDUCIARIO DE ENERGIAS RENOVABLES creado por el Artículo 14 de la Ley N° 26.190 diferenciará en subcuentas los recursos a asignar para el pago de la remuneración adicional a que hacen referencia los incisos I, II, III y IV del Artículo 5° de la Ley N° 25.019, modificado por el Artículo 14 de la Ley N° 26.190.

El MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, en coordinación con las Provincias por intermedio del CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA, deberá dictar la normativa que defina criterios técnico - económicos para el cálculo de la Remuneración Adicional que recibirán los proyectos que hubieren obtenido la aprobación de la citada Secretaría, en base a su evaluación del cumplimiento por parte de dicho proyecto de los términos del Artículo 12 de la Ley N° 26.190 y la presente reglamentación.

A tales efectos se considerarán componentes prioritarios en el mecanismo de cálculo de la Remuneración Adicional, las contribuciones que se detallan a continuación:

a) Contribución a la Sustitución de Combustibles, CINCUENTA POR CIENTO (50%).

b) Contribución por la participación de la industria nacional y oportunidades, de creación de empleo, CUARENTA POR CIENTO (40%).

c) Contribución por la rápida puesta en marcha de los proyectos, DIEZ POR CIENTO (10%).

Entiéndense comprendidos en la Remuneración Adicional establecida en los incisos I, III y IV del Artículo 5° de la Ley N° 25.019, modificado por el Artículo 14 de la Ley N° 26.190, los siguientes casos:

a) Todo generador titular de una instalación de energía renovable destinada a la producción de energía eléctrica que sea agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM).

b) Todo autogenerador, agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), titular de una instalación de energía renovable destinada a la generación de energía eléctrica, por los excedentes que vuelque al servicio público de electricidad.

c) Todo generador, autogenerador o cogenerador titular de una instalación de energía renovable destinada a la producción de energía eléctrica que no sea agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), que venda toda o parte de su energía a un prestador de servicio público de electricidad, alcanzándole dicha remuneración sólo a la energía de tal origen que sea vendida a dicho prestador, a cuyos efectos deberá instalar a su cargo los equipos de medición que determine el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA.

d) Todo titular de una concesión provincial o municipal de servicio público o prestatario, debidamente autorizado, del servicio rural disperso de electricidad, que tenga a su cargo unidades de generación de energías renovables destinadas a la producción de energía eléctrica, sea o no agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), alcanzando dicha remuneración sólo a la energía de tal origen que sea utilizada por el concesionario, para la prestación del servicio público.

Entiéndese comprendido en la Remuneración Adicional establecida en el inciso II del Artículo 5° de la Ley N° 25.019, modificado por el Artículo 14 de la Ley N° 26.190 a todo titular de una concesión provincial o municipal de servicio público o prestatario, debidamente autorizado, del servicio rural disperso de electricidad, que tenga a su cargo unidades de generación fotovoltaica destinadas a la producción de energía eléctrica, sea o no agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), alcanzando dicha remuneración sólo a la energía de tal origen que sea utilizada para la prestación del servicio público de electricidad.

En cuanto al período de QUINCE (15) años del que gozarán los equipos a instalarse, a que hace referencia el tercer párrafo del Artículo 5° de la Ley N° 25.019 modificado por el Artículo 14 de la Ley N° 26.190, entiéndese como inicio del período de beneficio la fecha de puesta en servicio comercial por la COMPAÑIA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELECTRICO SOCIEDAD ANONIMA (Cammesa), en caso de tratarse de un generador que vuelque su energía en el mercado mayorista.

Si se tratara de fuentes renovables cuya energía esté destinada a la prestación del servicio público de electricidad, entiéndese como inicio del período de beneficio, la puesta en servicio comercial de los equipos que conforman el proyecto, certificada por el poder concedente en cuya jurisdicción se encuentren dichos sistemas.

Con esa finalidad, los beneficiarios de la Remuneración Adicional deberán instalar a su cargo los equipos de medición que determine el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, la que además especificará su ubicación.

Invitación

ARTICULO 15.- EL MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a través de la SECRETARIA DE ENERGIA, realizará gestiones por ante los gobiernos provinciales y de la CIUDAD AUTONOMA DE BUENOS AIRES, y por su intermedio ante las respectivas Legislaturas, a los fines de que adhieran al Régimen de la Ley N° 26.190, y dispongan a nivel local las siguientes medidas para los proyectos y emprendimientos que sean beneficiarios del PROGRAMA FEDERAL PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGIAS RENOVABLES:

- a) Exención de pago del Impuesto a los Ingresos Brutos o reducción de las alícuotas aplicables.
- b) Exención de pago de tasas municipales o reducción de las alícuotas aplicables.
- c) Exención al pago del Impuesto de Sellos.
- d) Exención temporal o definitiva del Impuesto Inmobiliario.

Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios

y

Ministerio de Economía y Finanzas Públicas

ENERGIA ELECTRICA

Resolución Conjunta 572/2011 y 172/2011

Apruébase el Procedimiento para la presentación y selección de proyectos. Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

Bs. As., 2/5/2011

VISTO, el Expediente N° S01:0462831/2010 del Registro del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, lo dispuesto en la Ley N° 26.190, el Decreto N° 562 de fecha 15 de mayo de 2009, y

CONSIDERANDO:

Que por la Ley N° 26.190 se aprobó el REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADA A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA.

Que dicha Ley declara de Interés Nacional la generación de energía eléctrica en base a fuentes renovables con destino a la prestación del servicio público y la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad, estableciendo una meta a alcanzar del OCHO POR CIENTO (8%) en la participación de las energías renovables en el consumo eléctrico nacional en un plazo de DIEZ (10) años, propendiendo a diversificar la matriz energética nacional, favoreciendo el uso de energías renovables y contribuyendo a la mitigación del cambio climático.

Que dicho régimen se encuentra orientado a estimular las inversiones en producción de energía eléctrica, a partir del uso de fuentes de energía renovables en todo el territorio nacional, sean estas nuevas plantas de generación o ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generaciones existentes, realizadas sobre equipos nuevos o usados.

Que, asimismo, el mencionado régimen tiene por finalidad contribuir a la expansión económica y a su sostenimiento en el tiempo, contribuyendo de tal manera al incremento de la demanda laboral y a generar un aumento de las inversiones en proyectos y obras estratégicas para el desarrollo del país.

Que posteriormente, mediante el Decreto N° 562 de fecha 15 de mayo de 2009 se reglamentó el régimen aprobado por la Ley N° 26.190.

Que de acuerdo a lo establecido en el artículo 5° del Decreto N° 562/2009, el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha sido designado como Autoridad de Aplicación de dicho régimen, excepto en las cuestiones de índole tributaria o fiscal, en las cuales cumplirá el rol de Autoridad de Aplicación el MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS.

Que en tal sentido, resulta necesario prever la intervención de la SECRETARIA DE HACIENDA en forma previa al otorgamiento de los beneficios contemplados en el artículo 9° de la Ley N° 26.190.

Que la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS preside el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE), razón por la cual corresponde que los proyectos que persigan la obtención de los beneficios instaurados por el régimen mencionado sean presentados ante dicha Secretaría.

Que con el objetivo de realizar un mayor y efectivo control sobre las inversiones, obras y beneficios otorgados en el marco del Régimen establecido por la Ley N° 26.190, resulta necesario aprobar el "PROCEDIMIENTO PARA LA PRESENTACION Y SELECCION DE PROYECTOS" que como ANEXO forma parte integrante de la presente medida.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS de la SUBSECRETARIA LEGAL dependiente de la SECRETARIA LEGAL Y ADMINISTRATIVA del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS ha tomado la intervención de su competencia.

Que la DIRECCION GENERAL DE ASUNTOS JURIDICOS dependiente de la SUBSECRETARIA LEGAL del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS ha tomado la intervención de su competencia.

Que la presente medida se dicta en uso de las facultades conferidas por la Ley N° 22.520, por la Ley N° 26.190 y el Artículo 5° del Decreto N° 562 de fecha 15 de mayo de 2009.

Por ello,

EL MINISTRO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS

Y

EL MINISTRO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS

RESUELVEN:

Artículo 1° — Apruébase el "PROCEDIMIENTO PARA LA PRESENTACION Y SELECCION DE PROYECTOS" que como ANEXO forma parte integrante de la presente medida, a los fines de complementar el REGLAMENTO DE FOMENTO DE INVERSIONES MEDIANTE EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA aprobado por el Decreto N° 562 de fecha 15 de mayo de 2009, reglamentario de la Ley N° 26.190.

Art. 2° — Facúltase a la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION en lo que respecta al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, a dictar todas las medidas aclaratorias y complementarias del presente Procedimiento.

Art. 3° — Comuníquese, publíquese, dése a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archívese. — Julio M. De Vido. — Amado Boudou.

ANEXO

PROCEDIMIENTO PARA LA PRESENTACION Y SELECCION DE PROYECTOS:

1. ALCANCE:

Los proyectos que podrán ser presentados con el fin de solicitar el acceso al beneficio de la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA) o la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias, serán aquellas inversiones destinadas a la producción de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables de energía en todo el Territorio Nacional, entendiéndose por tales nuevas plantas de generación o las ampliaciones y/o repotenciaciones de plantas de generación existentes.

2. REQUISITOS PARA LA PRESENTACION DEL PROYECTO:

Los peticionarios que pretendan obtener los beneficios fiscales de devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA) o la amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias en el marco de la Ley N° 26.190, deberán dar cumplimiento a lo establecido en el Artículo 8.2 del Decreto 562/2009 y a su vez presentar una nota con carácter de Declaración Jurada especificando que los beneficios fiscales solicitados no hayan sido financiados mediante el régimen establecido por la Ley N° 26.360 o similar.

Asimismo, los peticionarios deberán presentar según corresponda:

- El formulario denominado "Datos de la Empresa", que como "CUADRO A" forma parte integrante del presente Procedimiento.

- El formulario denominado "Cronograma de Inversiones", que como "CUADRO B" forma parte integrante del presente Procedimiento.

- El formulario denominado "Solicitud del beneficio fiscal Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado" que como "CUADRO C" forma parte integrante del presente Procedimiento.

- El formulario denominado "Solicitud del beneficio fiscal Amortización Acelerada en el Impuesto a las Ganancias" que como "CUADRO D" forma parte integrante del presente Procedimiento.

Además, los interesados deberán presentar con carácter de declaración jurada —rubricada por el representante legal de la sociedad o apoderado con facultades suficientes— a los fines de dar cumplimiento a las exigencias previstas en los incisos g), h) e i) del artículo 8° del Decreto N° 562/2009:

- la acreditación de la generación de puestos genuinos de trabajo, conforme la legislación laboral vigente en cada rubro de actividad, indicando el carácter de personal permanente o temporario, a incorporar en cada etapa del proyecto.

- el desistimiento de las acciones y derechos a que se refiere la parte final del tercer párrafo del Artículo 11 de la Ley N° 26.190 o, en su defecto, la renuncia a la promoción de las acciones judiciales o administrativas respecto de los supuestos que menciona dicha norma, en caso de corresponder.

- que los peticionantes no se encuentran comprendidos en ninguna de las situaciones previstas en los incisos a), b), c) y d) del Artículo 11 de la Ley N° 26.190.

A los fines de dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 8° apartado 2 inciso c) del Decreto N° 562/2009 respecto de la acreditación por parte del interesado del cumplimiento de las obligaciones tributarias y previsionales vencidas a la fecha de la presentación del proyecto respectivo y hasta tanto la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, establezca un mecanismo que permita comprobar el cumplimiento de las obligaciones fiscales y previsionales por parte de los interesados, el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, aceptará la presentación del certificado fiscal para contratar emitido por el mencionado Organismo Fiscal —Resolución General AFIP N° 1814/05—. Dicho certificado tendrá validez probatoria hasta tanto la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS comunique la existencia de deudas exigibles por los conceptos mencionados.

Para el supuesto que el peticionante estuviera en un plan de Regularización de deuda o moratoria, deberá acreditar su estricto cumplimiento.

2.1. Metodología a ser aplicada:

A los efectos de atribuir el monto de beneficios fiscales a los proyectos presentados, resultará de aplicación la siguiente metodología:

- Amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias: se calculará la diferencia resultante entre el monto anual de las cuotas de amortización con y sin beneficio imputables al conjunto de bienes del proyecto sujetos al beneficio. A esa diferencia, se le aplicará la alícuota prevista en el Artículo 69 de la Ley de Impuesto a las Ganancias, t.o. 1997 y sus modificaciones. Al valor resultante, se lo multiplicará por el número de años por los que se habilita la amortización acelerada y al resultado final, se lo considerará como el beneficio fiscal solicitado.

- Devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA): se calculará la suma del monto del Impuesto al Valor Agregado a abonar correspondiente a las erogaciones que por compra de bienes, servicios y/o ejecución de obras integren el costo de las obras de infraestructura comprendidas en el proyecto sujeto a beneficio. La resultante de esa suma será considerada como beneficio fiscal solicitado.

2.2 Garantías:

Las garantías a constituirse serán por DOS (2) conceptos distintos:

a) Garantía de ejecución del proyecto presentado: será por un monto equivalente al DIEZ POR CIENTO (10%) del beneficio fiscal solicitado. Dicha garantía se constituirá dentro de los QUINCE (15) días hábiles de perfeccionada la presentación del proyecto. La falta de constitución de las referidas garantías implicará tener por no presentado el proyecto de inversión y el inmediato archivo de las actuaciones. Cuando se solicite la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA) correspondiente a los bienes u obras de infraestructura incluidos en el proyecto de inversión, en los casos en que proceda su aprobación las garantías se liberarán una vez presentadas las consignadas en el apartado b) del presente artículo. En el caso en que se solicite practicar en el Impuesto a las Ganancias la amortización acelerada, las mismas se liberarán contra la verificación de la puesta en marcha del proyecto de inversión aprobado. Cuando proceda la desestimación del proyecto de inversión, en ambos casos las referidas garantías se liberarán en oportunidad de emitirse el correspondiente acto administrativo.

b) Garantía por el beneficio fiscal otorgado: serán por el CIEN POR CIENTO (100%) del beneficio otorgado consistente en la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA), y se deberán constituir con una antelación previa de DIEZ (10) días hábiles a cada presentación de solicitud y por un monto equivalente al beneficio de devolución del Impuesto al Valor Agregado (IVA) peticionado en ese momento. Dichas garantías deberán mantenerse vigentes por un lapso de TREINTA Y SEIS (36) meses contados a partir de la fecha de "habilitación". A tales efectos se entenderá por fecha de habilitación aquella a partir de la cual se encuentra ejecutado el proyecto y en etapa de producción o funcionamiento, una vez finalizado el período de pruebas y puesta a punto.

Las garantías podrán ser constituidas mediante depósito bancario, cheque certificado contra una entidad bancaria, títulos públicos emitidos por el Estado nacional, aval bancario, seguro de caución u otros documentos que la Autoridad de Aplicación estime pertinente.

Las entidades que otorguen dichas garantías deberán estar inscriptas en el "Registro de Entidades Emisoras de Garantías" previsto en el Artículo 43 de la Resolución General N° 2435 de fecha 7 de abril de 2008 de la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS (AFIP), entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS y aquellas que la modifiquen y/o sustituyan.

Las garantías exigidas en los incisos a) y b) de este apartado tendrán como beneficiario en el caso del inciso a) al MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS y en el caso del inciso b) a la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS (AFIP).

3. DESCRIPCION DE LAS PRINCIPALES ACTIVIDADES DEL PROCESO:

3.1 Presentación de la solicitud:

Los interesados en acceder a los beneficios establecidos en el Régimen aprobado por Ley N° 26.190, deberán presentar los respectivos proyectos de inversión ante la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS como órgano encargado de presidir el CONSEJO FEDERAL DE LA ENERGIA ELECTRICA (CFEE).

3.2 Análisis Preliminar:

La SECRETARIA DE ENERGIA por intermedio de la DIRECCION NACIONAL DE PROMOCION dependiente de la SUBSECRETARIA DE ENERGIA ELECTRICA, en su carácter de organismo técnico especializado en la evaluación, promoción y difusión de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía, realizará un análisis y evaluación preliminar del cumplimiento de los requisitos establecidos en el presente Procedimiento, así como también de la observancia de los recaudos previstos en la Ley N° 26.190 y su reglamentación.

Asimismo, sobre la base de la información suministrada por la empresa, validará los bienes de capital susceptibles de ser comprendidos en el régimen y la vida útil a ser asignada a los mismos.

La citada validación también resultará de aplicación en el caso de las obras que formen parte integrante de los proyectos presentados al amparo del régimen.

En caso de haberse omitido alguno de los requisitos o si la presentación no cumpliera con los requisitos preestablecidos, la SECRETARIA DE ENERGIA del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS notificará a los peticionarios, los que deberán presentar la documentación faltante o rectificativa en un plazo máximo de DIEZ (10) días hábiles administrativos.

Caso contrario se tendrá por desestimada la presentación efectuada.

3.3 Informe y elevación de los Proyectos:

La DIRECCION NACIONAL DE PROMOCION elaborará un informe técnico de cada proyecto presentado tomando en cuenta para ello la creación de empleo, la minimización del impacto ambiental, la integración de la obra con bienes de capital de origen nacional y la generación de energía eléctrica según se destine al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o a la prestación de servicios públicos y una vez realizado elevará los mismos a la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Dicha Subsecretaría seleccionará, evaluará y elaborará un listado de los proyectos presentados, fijando un orden de mérito basado en los aspectos mencionados en el párrafo anterior y serán remitidos al MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS.

3.4 Intervención del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS

El MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, en el marco de sus funciones específicas establecidas por el Artículo 5° incisos a), b), c), d) y e) del Decreto N° 562/2009, a través de la DIRECCION NACIONAL DE IMPUESTOS y la DIRECCION NACIONAL DE INVESTIGACIONES Y ANALISIS FISCAL, ambas dependientes de la SUBSECRETARIA DE INGRESOS PUBLICOS de la SECRETARIA DE HACIENDA de dicho Ministerio, elaborarán los informes correspondientes sobre los proyectos remitidos por el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS.

Cumplida dicha intervención, se deberán remitir las actuaciones a la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION, la cual evaluará la información presentada y para el caso de considerar no viable la presentación, en base a los informes obrantes en las actuaciones, el Señor Subsecretario deberá notificar a la peticionaria dicha circunstancia.

3.5. Resolución

El Señor Ministro de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios resolverá sobre el otorgamiento del beneficio fiscal requerido, en el marco de la Ley N° 26.190.

PROCESO DE CONTROL Y ASIGNACION DEL BENEFICIO FISCAL OTORGADO

4. OBJETO DEL PROCESO:

El presente proceso tendrá como objetivo efectuar el control sobre las inversiones y las obras objeto de la asignación del beneficio fiscal otorgado conforme el régimen fiscal previsto en la Ley N° 26.190 y su Decreto reglamentario.

Para ello, deberán cumplimentar, además de los requisitos establecidos en el artículo 8.2 del Decreto N° 562/2009, con los que se agregan a continuación para los distintos beneficios.

5. REQUISITOS:

5.1 Para ambos beneficios: Amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias y devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA):

El beneficiario deberá presentar la siguiente documentación, a los fines de realizar el control de la ejecución de los proyectos de obras de infraestructura y bienes de capital.

a) Declaración Jurada denominada "Inversiones Ejecutadas", que como "CUADRO E" forma parte integrante del presente procedimiento.

b) Declaración Jurada denominada "Devolución Anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA)", que como "CUADRO F" forma parte integrante del presente procedimiento.

c) Declaración Jurada "Amortización Acelerada en el Impuesto a las Ganancias", que como "CUADRO G" forma parte integrante del presente procedimiento.

d) Toda otra documentación, dato y/o información que la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION considere necesaria para efectuar un eficiente seguimiento y control de los beneficios fiscales otorgados.

5.2 Para el control de las inversiones y ejecución de las obras en el marco de la Ley N° 26.190:

Los beneficiarios del régimen a partir de la fecha de notificación del acto aprobatorio de beneficios, deberán presentar ante la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION, la declaración jurada mediante el formulario denominado "Inversiones Ejecutadas" que como "CUADRO E" forma parte integrante del presente procedimiento.

Asimismo, deberán adjuntar copia certificada ante Escribano Público de los certificados de obra y cualquier otra información respaldatoria en concordancia al citado formulario comprometido en el proyecto en igual grado de detalle. La totalidad de la documentación deberá estar certificada ante Escribano Público debiendo tomar intervención el Organismo Rector competente en la materia. El precitado formulario será presentado hasta cumplimentar con el CIENTO POR CIENTO (100%) del monto de inversión declarado en el proyecto de inversión aprobado.

El proyecto se considerará ejecutado con la presentación de la copia certificada, ante Escribano Público de recepción definitiva.

Si se hubiera previsto contractualmente el otorgamiento de plazos adicionales para la ejecución de la obra y, al momento de la presentación del formulario "Inversiones Ejecutadas", existiere retraso en la ejecución de la obra con relación al Cronograma de Inversión aprobado, se deberá presentar la documentación respaldatoria que justifique la demora.

Si no se hubiera previsto contractualmente el otorgamiento de plazos adicionales para la ejecución de la obra o éstos estuvieran vencidos, o si se produjera el retraso en la ejecución de la misma con relación al Cronograma de Inversión aprobado, será de aplicación lo establecido en el Artículo 10° del Decreto N° 562/2009.

5.3 Para el beneficio de devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA) (Artículo 9° de la Ley N° 26.190):

A los fines de hacer efectiva la devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA), los beneficiarios deberán presentar ante la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION, la solicitud de devolución del Impuesto al Valor Agregado (IVA), efectivamente abonado, en las operaciones de compra de bienes, servicios y/o ejecución de obras comprendidos en el proyecto aprobado, con la respectiva documentación respaldatoria conforme la legislación vigente.

Para ello, los beneficiarios deberán presentar con carácter de Declaración Jurada, en original y en soporte magnético, el formulario denominado "Devolución Anticipada del Impuesto al Valor Agregado (IVA)", que como "CUADRO F" forma parte integrante del presente procedimiento, debiendo acompañar la documentación a la que se hace referencia en el mismo, con certificación simple y aprobada por el Organismo Rector que corresponda según la

materia del proyecto ejecutado. Asimismo, los beneficiarios deberán completar el aplicativo informático a ser elaborado por la AFIP, el que será puesto a disposición de los mismos, oportunamente.

La SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION controlará la compatibilidad de las erogaciones fundadas en la documentación respaldatoria sobre las que se solicita la devolución del Impuesto al Valor Agregado (IVA) con los compromisos asumidos y aprobados en el proyecto, respecto de los rubros que integran el presupuesto aprobado, conforme el beneficio fiscal otorgado.

Una vez efectuado dicho control, y a los efectos de la prosecución del trámite respectivo, remitirá el resultado a la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS informando al Organismo Fiscal las erogaciones correspondientes al proyecto aprobado, discriminando en forma detallada aquellas que han sido validadas, de aquéllas que resultaren impugnadas u observadas; debiendo notificar al beneficiario de dicha remisión.

Asimismo, el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a los fines de efectuar un correcto seguimiento del monto de los beneficios fiscales otorgados requerirá oportunamente a la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, que informe los montos que hubieren sido reintegrados a cada beneficiario en concepto de Devolución Anticipada en el Impuesto al Valor Agregado, detallando en caso de corresponder, los comprobantes sobre los cuales no se hubiera realizado la acreditación o devolución.

5.4 Para el beneficio de amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias (Artículo 9º de la Ley Nº 26.190):

A los efectos de la aplicación de la amortización acelerada del Impuesto a las Ganancias, los beneficiarios del régimen deberán presentar ante la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION con una antelación no inferior a CUARENTA (40) días hábiles de la fecha de vencimiento para la presentación de la Declaración Jurada del Impuesto a las Ganancias, las inversiones efectivamente realizadas correspondientes a los proyectos de inversión en obras de infraestructura aprobados.

En tales casos, se deberá presentar con carácter de Declaración Jurada, en original y en formato de planilla de cálculo en soporte magnético el formulario denominado "Amortización Acelerada en el Impuesto a las Ganancias", que como "CUADRO G" forma parte integrante del presente procedimiento, debiendo acompañar la documentación a la que se hace referencia en el mismo con certificación simple, y aprobada previamente por el Organismo Rector que corresponda. Asimismo, los beneficiarios deberán completar el aplicativo informático a ser elaborado por la AFIP, el que será puesto a disposición de los mismos, oportunamente.

La SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION controlará que las inversiones sobre las que se solicita la aplicación de la amortización acelerada en el Impuesto a las Ganancias resulten compatibles con los compromisos asumidos y aprobados en el proyecto, respecto de los rubros que integran el presupuesto aprobado.

Una vez efectuado dicho control, y a los efectos de la prosecución del trámite respectivo, remitirá el resultado a la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS informando al Organismo Fiscal las erogaciones correspondientes al proyecto aprobado, discriminando en forma detallada aquellas que han sido validadas, de aquéllas que resultaren impugnadas u observadas; debiendo notificar al beneficiario de dicha remisión.

Asimismo, el MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS a los fines de efectuar un correcto seguimiento del monto de los beneficios fiscales otorgados requerirá oportunamente a la ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PUBLICOS, entidad autárquica en el ámbito del MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS PUBLICAS, que informe los montos de beneficios no ingresados por el beneficiario en virtud del beneficio otorgado de Amortización Acelerada en el Impuesto a las Ganancias y, en caso de corresponder, el detalle de aquellos comprobantes que hubieran sido observados.

6. Documentación Adicional:

Sin perjuicio de todo lo expuesto precedentemente, la SUBSECRETARIA DE COORDINACION Y CONTROL DE GESTION del MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL, INVERSION PUBLICA Y SERVICIOS, podrá solicitar a los peticionarios la información complementaria que estime pertinente.

A los fines de efectuar un adecuado seguimiento de los compromisos asumidos respecto de la generación de puestos genuinos de trabajo, los beneficiarios deberán presentar con carácter de declaración jurada anual, la cantidad de trabajadores en relación de dependencia afectados al proyecto, debidamente registrados, conforme al Libro Especial previsto por el Artículo 52 de la Ley de Contrato de Trabajo Nº 20.744 t.o. 1976 y sus modificaciones, en los plazos y condiciones que establezca la Autoridad de Aplicación.

CUADRO A - DATOS DE LA EMPRESA

Datos de la empresa Declaración Jurada Ley N° 26.190

Datos de la empresa

Razón social	
N° de CUIT	
Año de Constitución	
Forma Jurídica	
N° de inscripción en IG	

Domicilio Real

Calle	
Número	
Localidad	
Código de Provincia	
Teléfono	
Mail institucional	
Página Web institucional	
Código postal	
Fax	

Domicilio Legal

Calle	
Número	
Localidad	
Código de Provincia	
Código postal	

Domicilio especial en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Calle	
Número	
Código postal	

Personas autorizadas por la empresa a gestionar ante la Autoridad de Aplicación
--

Apellido y Nombre	
DNI	
Apellido y Nombre	
DNI	
Apellido y Nombre	
DNI	

<i>Declaramos bajo juramento que la información consignada en la presente es correcta y completa y ha sido confeccionada sin omitir ni falsear dato alguno siendo fiel expresión de la verdad</i>	
Cargo en la empresa:.....	
Apellido y Nombre:.....	
Lugar y fecha:.....	
Firma	

Composición del Capital Accionario en% y \$
--

Nacional		Extranjero		País de origen
Porcentaje	Importe	Porcentaje	Importe	

- 1 - Memoria descriptiva de la Empresa: indicar su evolución técnico-económica, mencionando las etapas principales desde su iniciación.
2 - Asociación con Empresas existentes: Indicar tipo de integración o relación.

CUADRO B - CRONOGRAMA DE INVERSIONES

Cronograma de Inversiones													
Declaración Jurada													
Razón social													
Cuit N°													
Lugar y fecha													
Obra:													
Plazo de la obra:.....meses													
Año													
Inversiones por mes													Total anual
Detalle de destino de las inversiones	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Insumos													
Terrenos													
Maq y equipos													
Mano de obra													
Otros													
Total de inversión													

Cronograma de Inversiones													
Declaración Jurada													
Continuación N°													
Año													
Inversiones por mes													Total anual
Detalle de destino de las inversiones	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Insumos													
Terrenos													
Maq y equipos													
Mano de obra													
Otros													
Total de inversión													

Los costos e inversiones deberán ser expresados en miles de \$

Firma

CUADRO C - SOLICITUD DEL BENEFICIO FISCAL DEVOLUCION ANTICIPADA DEL IMPUESTO AL VALOR AGREGADO

	DATOS DEL PROYECTO	Razón Social	
	Beneficio por devolución anticipada de IVA	CUIT	Firma y Aclaración
Ley N° 26.190	Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica	Lugar y Fecha	Cargo

FLUJO DE DEVOLUCION DE I.V.A.
Importes en (\$) pesos a moneda constante al momento de la presentación

				TOTALES	
Código	NCM	Descripción	Alicuota IVA	Monto IVA	

CUADRO D - SOLICITUD DEL BENEFICIO FISCAL AMORTIZACION ACELERADA EN EL IMPUESTO A LAS GANANCIAS

	DATOS DEL PROYECTO	Razón Social	
	Beneficio por Amortización acelerada	CUIT	Firma y Aclaración
Ley N° 26.190	Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica	Lugar y Fecha	Cargo
	Bienes por los que se solicita el beneficio		
	Importes en (\$) pesos a moneda constante al momento de la presentación		

Notas:

En la columna "Tasas de Amortización Anual en % - Sin Beneficio", tener en cuenta que un mayor porcentaje de amortización redundará en un beneficio fiscal menor y, por lo tanto, en una garantía menor.

A) AÑOS DE AMORTIZACION CON BENEFICIO	No Corresponde		
B) MONTO DE AMORTIZACION SIN BENEFICIO		TOTALES	
C) MONTO DE AMORTIZACION CON BENEFICIO		Con beneficio	Sin beneficio
D) BENEFICIO SOLICITADO POR AMORTIZACION ACELERADA (C-B) * 0,25			

Código	NCM	Descripción	Costo total (sin IVA)	Tasa de amortización anual %		Quota de amortización anual en Pesos	
				Con beneficio	Sin beneficio	Con beneficio	Sin beneficio

CUADRO E - INVERSIONES EJECUTADAS

INVERSIONES EJECUTADAS										
Razón social										
Cult N°										
<i>Declaramos bajo juramento que la información consignada en la presente es correcta y completa y ha sido confeccionada sin omitir ni falsear dato alguno siendo fiel expresión de la verdad</i>										
Cargo en la empresa:										
Apellido y Nombre:								Firma		
Lugar y fecha:										
Inversiones ejecutadas Importe en \$	Items Certificados de OBRA					Items Otras COMPRAS			IVA	TOTAL
0										
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										
19										
20										
21										
22										
23										
24										
25										
26										
27										
28										
29										
30										
31										
32										
33										
34										
35										
36										
TOTAL										

Inversión del Proyecto
Mes inicio de inversiones:
Fechas de certificados provisionales
Fecha de certificado definitivo (*)

(*) De acuerdo a lo especificado en los correspondientes pliegos y/o contrato.

ANEXO IV

**P
L
A
N
O
S**

