

Estudio de Factibilidad Técnico Económico Para la Selección de Fuentes de Energía del Proyecto Planta de Agregados para Construcción de la Troncal del Magdalena Medio

Economic Technical Study of Feasibility For the Selection of Sources of Energy of the Project Plants of Attachés for Construction of the Magdalena's Means Route

Luis Eduardo Cano C. *

RESUMEN

El presente es un informe de estudio de factibilidad y evaluación de las posibles alternativas de las fuentes de energía eléctrica para satisfacer la demanda de los equipos a instalar en la planta de agregados a localizar en la vereda Varelas, municipio de Caparrapí, Cundinamarca, aproximadamente a 6 km adelante de Guaduro en la vía que conduce a Dindal; para el proyecto de construcción de la vía Tobiagrande, Salgar.

ABSTRACT

The present is a study's report of feasibility and evaluation of the possible alternatives of the electric power sources to satisfy the demand of the equipments to install in the plant of attaches to locate in Varelas town, municipality of Caparrapí, Cundinamarca, approximately to 4 miles ahead of Guaduro in the road that goes to Dindal; to the project of construction of the road Tobiagrande, Salgar

Palabras clave: Energía eléctrica, construcción de proyecto, planta de agregados

Key words: Electric power, project construction, plants of attaches

Fecha de recepción: 20 de noviembre 2006.

Fecha de aprobación: 6 de diciembre 2006.

* Ingeniero Electricista U.N. lucano@yahoo.es

1. Introducción

El presente documento es un resumen del estudio realizado como asesor energético, para resolver una necesidad de suministro de energía eléctrica de 2 MW, con el fin de abastecer la planta de agregados que se requiere como parte de la infraestructura para el suministro y procesamiento de materiales para la construcción de una de las vías más importantes de la infraestructura de transporte terrestre nacional, se presenta como un ejemplo de procedimiento y análisis de las variables a tener en cuenta en la selección y solución de un proyecto real, con el fin de mostrar a los interesados un panorama de las necesidades del fluido eléctrico y las posibles opciones técnico económicas, donde se involucra los conceptos de: servicio, confiabilidad, rentabilidad y vida útil de un sistema de energía.

1.1 Condiciones Básicas

- Carga estimada a instalar: 2.0 MVA
- Voltaje de servicio: 440 V.
- Tiempo de inicio de la obra: Enero de 1999
- Tiempo requerido de servicio: Cuatro años.
- Lugar de montaje de la planta: Vereda Varelas Caparrapí, Cundinamarca.

2. Alternativas Existentes

Las alternativas de fuentes de energía posibles para satisfacer la demanda de energía planteadas, pueden ser las siguientes:

- 1.1- Servicio a través de las redes de energía

- 1.1.1 Redes existentes en la zona.

- 1.2.2 Redes a construir.

- 1.2- Autogeneración por medio de Grupos Eléctricos

- 1.2.1 Grupos Diesel

- 1.2.2 Grupos a Gas Natural

- 1.3 -Autogeneración por una P.C.H. (Pequeña Central Hidroeléctrica)

3- Estudios Preliminares

Se procedió a establecer las condiciones reales de la zona en cuestión, para ello se hizo visita al sitio de montaje de la planta, reconocimiento de las redes existentes, condiciones geográficas y de acceso vehicular, contacto con las empresas de servicio de energía que prestan servicio a los diferentes usuarios, y se han llevado a cabo diferentes actividades de investigación y verificación de las opciones, con el fin de determinar la viabilidad de servicio, la capacidad técnica, la disponibilidad y la confiabilidad; lo cual se presenta en cada una de las alternativas estudiadas.

Además en la estación de Bombeo de ECOPE-TROL existe una subestación transformadora de 5 MVA, con una relación de transformación de 115 / 34.5 / 6.3 kV, y en la actualidad ECOPE-TROL tiene tres bombas de 2000 H.P./6300V cada una, de las cuales funcionan dos en forma simultánea y la otra queda en *Stand by*, con una demanda de carga de aproximadamente 3.0 MVA, en condiciones de operación normal; con lo cual el transformador tendría una capacidad disponible de 2.0 MVA.

4. Redes de Energía

En la zona existen dos tipos de redes de energía, las cuales son propiedad de la Empresa de Energía de Cundinamarca, a saber:

4.1 Red A 13.2 KV.

Esta red esta servida desde la subestación de transformación de 34.5/13.2 kV ubicada en Guaduas, con una longitud aproximada de 30 Km, y es la que su-
ple de servicio la red primaria de distribución que ali-
menta transformadores y a todos los usuarios urbanos
y rurales de la región. Está construida en postería de
madera. Se pudo observar que es una línea vieja, ade-
más tiene aspecto de tener poco mantenimiento y de
acuerdo con la información recolectada en el trayecto
con los usuarios, y confirmada por los funcionarios de
la E.E.C., presenta frecuentes salidas de servicio. Ade-
más el tiempo de recuperación y reconexión del servi-
cio depende de la magnitud del daño y de la rapidez
con que se ubique al personal guarda línea, para que
localicen la falla y la reparen.

Se concluye que la confiabilidad del servicio es
muy escasa, dado que es una red construida a pedazos,
que de acuerdo con las necesidades de crecimiento le
han ido añadiendo nuevos tramos y el calibre del con-
ductor no está capacitado para una carga tan importan-
te como la requerida por la obra.

4.2 REDES A 115 KV.

4.2.1 CONDICIONES ACTUALES

La E.E.C. tiene construidas dos redes de sub-
transmisión de energía a 115 kV con las cuales le su-

ministra energía a la planta de bombeo de Guaduoero,
propiedad de ECOPETROL.

Una de las redes está construida desde Salgar
hasta Guaduoero, y es la red principal de suministro
para la estación de Bombeo. El servicio de energía es
de muy alta confiabilidad, dado que según las estadís-
ticas suministradas por jefe de la estación de bombeo
de ECOPETROL de Guaduoero, el promedio de salidas
de servicio es de 0.5 veces al año. Esta red pasa a unos
800 metros del sitio propuesto para la construcción y el
montaje de la planta de agregados, en la vereda Vare-
las en la vía Guaduoero-Dindal, lo cual sería una ventaja
en caso de poder derivar el circuito de suministro y así
obtener servicio a través de dicha red.

La segunda red a 115 KV está construida desde
Villeta hasta Guaduoero y es la red de suplencia, en caso
de emergencia, con el fin de garantizar el servicio de
energía para la planta de Bombeo. El punto más cer-
cano al sitio de montaje de la planta de agregados está
en el pórtico de llegada de las dos redes de 115 kV.,
ubicado en la estación de Bombeo; lo cual quiere decir
que ésta red está a unos 6 Km de distancia de la planta
a montar.

La suplencia de estos dos circuitos se efectúa en
forma manual, en el pórtico de llegada de las dos redes,
lo cual implica una maniobra del orden de las cuatro
horas, luego de contactar y ubicar en el sitio a la cua-
drilla de operación.

4.2.2 ECOPETROL

La primera opción es que Ecopetrol a través de
su subestación transformadora de la estación de bom-
beo de Guaduoero y dada la disponibilidad de los 2.0

MVA, suministre el servicio requerido para la planta de agregados.

Para ello se realizaron consultas con el personal en cargo de las operaciones de ECOPETROL, con el fin de evaluar y determinar la factibilidad técnica-administrativa para obtener servicio desde la subestación de ECOPETROL, a través del transformador de 5 MVA, desde los terminales de 34,5 kV que están libres y que de acuerdo con los datos de placa del transformador y la carga instalada y utilizada en la estación, se pueden suministrar hasta 3 MVA desde dicho transformador.

En este caso se requeriría la adecuación del pór-tico de salida desde Bornes del transformador a 34.5 kV, y la construcción de una línea de distribución exclusiva con una longitud aproximada de 6 Km, desde la estación de bombeo hasta el sitio de montaje de la planta de agregados, paralela a la ruta de la línea de 115 kV. que viene desde Salgar.

En esta condición se requerirán los transformadores reductores de 34.5 kV/440V, que se necesitan para la operación de la planta de agregados.

También se deben aclarar las condiciones de comercialización pertinentes, para definir si se entra en el mercado de energía, en calidad de clientes no regulados, o si ECOPETROL vende la energía a la planta de agregados, todo esto bajo el marco legal para la comercialización y uso de la energía.

Después de varias reuniones de evaluación junto con ECOPETROL, se pudo establecer que:

- * En la actualidad el servicio de energía a la planta de bombeo está siendo comprado a las Empresas

Públicas de Medellín, esto bajo el marco de la ley 199/97 que corresponde a la condición de Clientes no Regulados.

- * A la fecha se tienen tres unidades de bombeo, de las cuales trabajan permanentemente dos que consumen aproximadamente 3.4 MVA a plena carga.
- * ECOPETROL planea montar una cuarta unidad, por cuanto el poliducto de Oriente se encuentra atrasado, y el programa de bombeo requiere este refuerzo para el próximo año.
- * Con esta nueva condición de carga el transformador de 5.0 MVA se coparía en su capacidad.
- * Ante la importancia del poliducto, ECOPETROL requiere disponer de las redes de 115 kV. tanto de suministro como de suplencia en forma permanente.
- * El transformador presenta una falla de aislamientos en sus terminales de 34.5 KV, la cual es objeto de estudios actualmente, con un prediagnóstico de posible falla del sistema de aterrizamiento eléctrico.
- * Nunca se han trabajado en forma simultánea los tres terminales de tensión por lo cual no hay datos de operación del sistema en estas condiciones.

En conclusión el suministro a través de la subestación transformadora de la estación de bombeo de Guaduro, no es factible técnicamente, en particular por el plan de incrementar la demanda de carga por parte de ECOPETROL.

4.2.3 EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN

Se efectuaron consultas a la subgerencia de grandes clientes, de las E.P.M., con el fin de establecer la factibilidad de servicio de suministro de energía, y de la posibilidad de tener un sistema de transformación de 115 kV a 440V, dado que ellos ofrecen alternativas de suministro de energía con equipos alquilados tanto de transformación como de teled medida. Los resultados de dichas consultas son (Ver tabla 1)

En cualquiera de estos casos se requiere de transformadores reductores de 44 kV/440V. ó 13.2 kV/440 V., con capacidades del orden de los 2 MVA, y demás elementos de redes de distribución, protección y seccionado lo cual incrementa considerablemente tanto los costos de infraestructura, como los tiempos requeridos para fabricación, transporte y montaje.

Así mismo, la coordinación de maniobras para la adecuación del nodo de derivación deberá ser autorizada y aprobada por ECOPETROL y planeada de acuerdo con los programas de bombeo, y las priorida-

des que ellos le den; también deberá negociarse con ellos el valor de la maniobra y el tiempo de No operación del oleoducto y del propanoducto.

3.2.4 EMPRESA ELECTRIFICADORA DE CUNDINAMARCA

Simultáneamente se realizaron consultas de factibilidad de servicio a la E.E.C., y se ha podido determinar las siguientes posibilidades:

- * Dentro del plan de modernización y ampliación de la capacidad instalada en algunas Subestaciones transformadoras de la E.E.C., se prevé el reemplazo de un transformador de 15 MVA de 115/13.2 kV de la subestación FACATATIVA, el cual podría ser trasladado y utilizado para la planta de agregados a montar.
- * Se propone que la E.E.C. solicite a ECOPETROL la viabilidad de obtener servicio desde Bornes del transformador de la estación de bombeo de Guaduro de ECOPETROL.

Equipo	Capacidad Eléctrica	Observaciones	Costo
1-Subestación móvil	30 MVA 115/44 kV	Pérdidas de Potencia elevadas.	1'000.000 \$/día alquiler
km de red	44 KV	En torres de 14 m	53'000.000 \$/km
2-Subestación móvil	15 MVA 115/13,2 kV		300.000 \$/día
3-Campo de Entrada Salida Seccionado	115 KV	A instalar en nodo de derivación	Aproximadamente 2'000.000 US \$
4-Seguro de los equipos		Garantía que exigen	230.000 US \$

Tabla 1. Empresas Públicas de Medellín

- * Otra alternativa es la de construir una red de 34.5 kV desde la subestación transformadora ubicada en Guaduas, hasta el sitio de montaje de la planta de agregados, cuya longitud aproximada es de 30 km.
- * Esta línea de 34.5 kV depende de la subestación transformadora de la E.E.C. de Villeta., la cual tiene actualmente dos transformadores de 20 MVA cada uno, y tiene una disponibilidad neta de 15 MVA.
- * La confiabilidad de esta línea es mayor que la de 13.2 kV y se están efectuando labores de modernización de dispositivos de protección y operación para mejorar este factor.
- * Actualmente se está desarrollando un plan de mantenimiento preventivo de la red, que incluye la instalación de un reconector en la subestación Guaduas.
- * La línea de suplencia de ECOPETROL que va desde Villeta hasta Guaduas se usa como red de suplencia del circuito de Guaduas, y cuando se ha requerido se energiza a 34.5 kV.
- * La E.E.C. está interesada en ofrecer el servicio requerido.

5. Autogeneración

En el evento de optar por la solución de utilizar grupos electrógenos, se determinaron las condiciones y requerimientos a satisfacer tales como: Costo inicial del equipo, tiempo de duración de las obras, el tiempo de operación estimado de los equipos que es de 8000 horas/año, mantenimientos preventivos, Overall re-

queridos, materiales e insumos, gasto de combustible, vida útil, factor de depreciación contando un periodo de cinco años. En consecuencia se tienen los siguientes resultados:

4.1 Grupos DIESEL.

Se tomaron como base de estudio las plantas Carterpillar:

- * Modelo 3512 de 1000 KW efectivos a alturas menores de 1600 m SNM
- * Modelo 3406 de 275 KW efectivos a alturas menores de 1600 m SNM

Deberán contemplarse los sistemas complementarios para el montaje e instalación eléctrica, así como los tanques de almacenamiento de combustible, obras civiles y de cimentación requeridos usualmente para este tipo de montaje.

6. Análisis de La Inversión

(Para un tiempo estimado de 5 años)

6.1 Modelo 3512

	Valor US \$	Costo/Hora US \$	Costo/kW-h US \$
Planta Modelo 3512	161.893	4,05	0,0048
Combustible	1'858.289	46,46	0,0556
Aceite	66.192,4	165	0,0020
Mantenimiento Preventivo	50.148,50	1,25	0,0015
Repuestos	26.565	0,66	0,0008
Overall	131.142,6	3,28	0,0039
Valor Total	2'294.230,6	57,36	0,0687
Vr. Total con Inflación	2'425.594	60,64	0,0726

Costos de Operación de La Planta/año

Valores En US\$

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total
Combustible	371.658	371.658	371.658	371.658	371.658	1.858.289
Aceite	7.024	7.024	7.024	7.024	7.024	31.121
Manteni. miento	6.214	6.214	6.214	6.214	6.214	31.072
Total /año	384.986	384.986	384.986	384.986	384.986	1.924.480
Total+3% Inflación /Año	384.896	396.443	408.336	420.586	433.204	2.043.465
VALOR DE LA ENERGÍA						
Valor/kW-h	0,0863	0,0661	0,0628	0,0682	0,060	
Vr/kW-h Con Inflación	0,0683	0,0681	0,0666	0,0745	0,0676	

Inve n c i ó n e I n n o v a c i ó n

li . - Modelo 3406

	Valor US \$	Costo/Hora US \$	Costo/kW-h US \$
Planta Modelo 3406	38.690	0,97	0,0045
Combustible	485.400	12,14	0,0562
Aceite	15.317	0,38	0,0018
Mantenimiento Preventivo	55,859,5	1,40	0,0065
Repuestos	44.588,6	1,11	0,0052
Overall	24.130,2	0,60	0,0028
Valor Total	663.985,6	16,60	0,0769
Vr. Total con Inflación	702.945,3	17,57	0,0814

Costos de Operacion de la Planta/año

Valores En US\$

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total
Combustible	97.080	97.080	97.080	97.080	97.080	485.400
Aceite	1.564	1564	1.564	1.564	1.564	7.820
Mantenimiento	1.499	1.499	1.499	1.499	1.499	7.497
Total /año	100.143	100.143	100.143	100.143	100.143	500.715
Total + 3% Inflación /Año	100.143	103.147	106.242	109,429	112.712	531.673
VALOR DE LA ENERGÍA						
Valor/kW-h	0,0911	0,0760	0,0698	0,0757	0,0717	
Vr/kW-h Con Inflación	0,0911	0,0783	0,0741	0,827	0,0807	

4.2 GRUPOS A GAS

Como otra alternativa se hizo el estudio correspondiente a la compra y operación de equipos electrógenos cuyo combustible sea GAS NATURAL

* Planta Caterpillar modelo G3516, con una potencia nominal de 765 KW

Análisis de la Inversión

(Para un tiempo estimado de 5 años)

I. - Modelo G3516

	Valor US \$	Costo/Hora US \$	Costa/kW-h US \$
Planta Modelo 3516	350.000	4,38	0,0065
Combustible	1.915.622,6	23,95	0,0356
Aceite	111.982,3	1,40	0,0021
M a n t e n i m i e n t o Preventivo	98.901,3	1,24	0,0018
Repuestos	64.634,6	0,81	0,0012
Overall	205.195,8	2,56	0,0038
Valor Total	2'746.336,6	34,33	0,0511

Costos de Operación de la Planta/año Valores En US\$

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total
Com- bustible	191.562	191.562	191.562	191.562	191.562	957.810
Aceite	6.260	6.260	6.260	6.260	6.260	31.300
Manteni- miento	4.938	4.938	4.938	4.938	4.938	24.690
Total /año	202.760	202.760	202.760	202.760	202.760	1'013.800
VALOR DE LA ENERGÍA						
Valor/kW-h	0,1053	0,0449	0,0447	0,0407	0,0523	

En este caso debe valorarse y determinar la fuente de combustible disponible en la región, así como los costos de la infraestructura requerida tanto para transporte como para almacenamiento de Gas.

7. Autogeneración Con Una Pequeña Central Hidroeléctrica

Dado que el lugar de ubicación de la planta de agregados esta localizado a cerca de unos 400 metros de la orilla del RIO NEGRO, y siendo un sistema con un buen nivel de caudal, se planteo como una alterna-

tiva de suministro de energía, la construcción de una PCH.

Se hicieron averiguaciones con personal que estuvo manejando este tipo de proyectos en el INEA, hoy adscritos al Ministerio del Medio Ambiente; y los resultados de estas consultas son los siguientes:

- * Este tipo de central fue estudiado como fuente de autoabastecimiento para la región, con el aval de Asesores Rusos, que estaban vinculados al área.
- * El periodo de confianza, en cuanto a caudal se refiere está garantizado por 9 de los 12 meses del año, acorde con el ciclo climático de verano-invierno.
- * Para este tipo de proyectos se contempla la construcción de canales y Vosculbers que requieren el desvío de las aguas antes de la casa de máquinas, afectando las zonas alrededor.
- * El plazo mínimo de ejecución de obras civiles es de unos 6 meses.
- * Este tipo de proyectos fue planteado como proyectos de desarrollo social comunitario, con el fin de crear empresas de autogeneración y desarrollo de las regiones.
- * El costo estimado de construcción en el estudio de factibilidad realizado fue de aproximadamente US \$2'500.000.

8. Conclusiones

Dadas las condiciones de alto riesgo de sequía, y de no poder disponer del sistema el 100% del tiem-

po, a lo largo del año; se descartó la alternativa de suministro de energía mediante una PCH

Es necesario establecer la factibilidad real de servicio a través de la Empresa de Energía de Cundinamarca para poder definir las obras que tendrían que ejecutarse, así como las condiciones comerciales a las que pueden ofrecer el servicio.

El uso de grupos electrógenos es el sistema que da mayor autonomía e independencia para cumplir con los plazos estimados y pactados, se puede ir instalando equipos de la capacidad adecuada y en función del crecimiento de la demanda y se puede negociar una reventa de los equipos utilizados, para lo cual la compañía ofrece esta alternativa

El suministro a través de redes existentes, bien sea del sistema de ECOPETROL o de las electrificadoras implica un proceso demorado y supeditado a los planes de crecimiento y adecuación de sus sistemas, lo cual puede ocasionar atrasos que acarreen multas e incumplimiento de lo pactado.

Es de anotar que a la fecha y de acuerdo con la información suministrada y extractada de las facturas de servicio, de algunas empresas que están dentro del régimen de CLIENTES NO REGULADOS, el costo del kWh es de aproximadamente \$100