

FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS – FAZNI

NOVIEMBRE 10 DE 2016



ORDEN DEL DÍA DEL COMITÉ

1. Verificación del quórum.
2. Criterios generales.
3. Recursos financieros disponibles para asignación.
4. Proyecto Interconexión Eléctrica Cauca - Nariño con solicitud de adición.
5. Decisión sobre adición.

1. VERIFICACIÓN DEL QUÓRUM

Decreto 1073 del 26 de mayo de 2015:

Artículo 2.2.3.3.2.2,1.1. Comité de Administración. El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas - FAZNI, tendrá un Comité de Administración (CAFAZNI), que estará integrado de la siguiente manera:

1. Por el Ministro de Minas y Energía, quien lo presidirá, o su delegado.
2. Por el Viceministro de Energía, o su delegado.
3. Por el Director de la UPME o su delegado.

El Comité aprobará, objetará e impartirá instrucciones y recomendaciones sobre los planes, programas y/o proyectos que le hayan sido presentados para financiación con cargo a FAZNI.

CRITERIOS GENERALES

Objetivos:

- Ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en Zonas No Interconectadas (ZNI).
- Construcción de nueva infraestructura eléctrica reposición y rehabilitación de la existente.

Fuente:

\$1,50 por cada kWh despachado en el Mercado Mayorista.

Vigencia:

Ley 1715 de 2014 extendió su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2021.

Proyectos tipo I:

Por invitación pública diseñada por el MME:

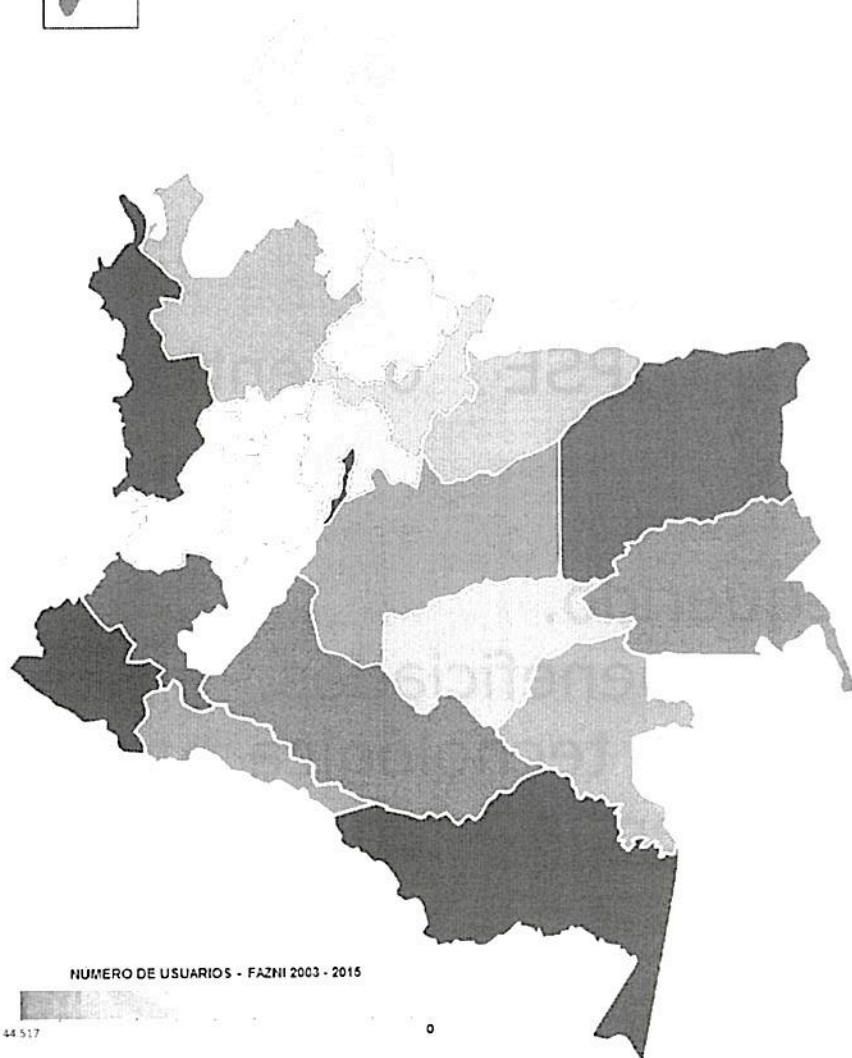
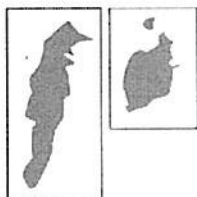
- Menor aporte estatal requerido.
- Contribución al uso de fuentes de energías renovables o alternativas.

Proyectos tipo II:

Por iniciativa de los ETs, IPSE o entidades prestadoras del servicio:

- Menor aporte estatal requerido.
- Mayor número de usuarios beneficiados.
- Contribución a la innovación tecnológica para el uso de fuentes de energía renovables o alternativas.

2. HISTÓRICO FAZNI POR DEPARTAMENTO

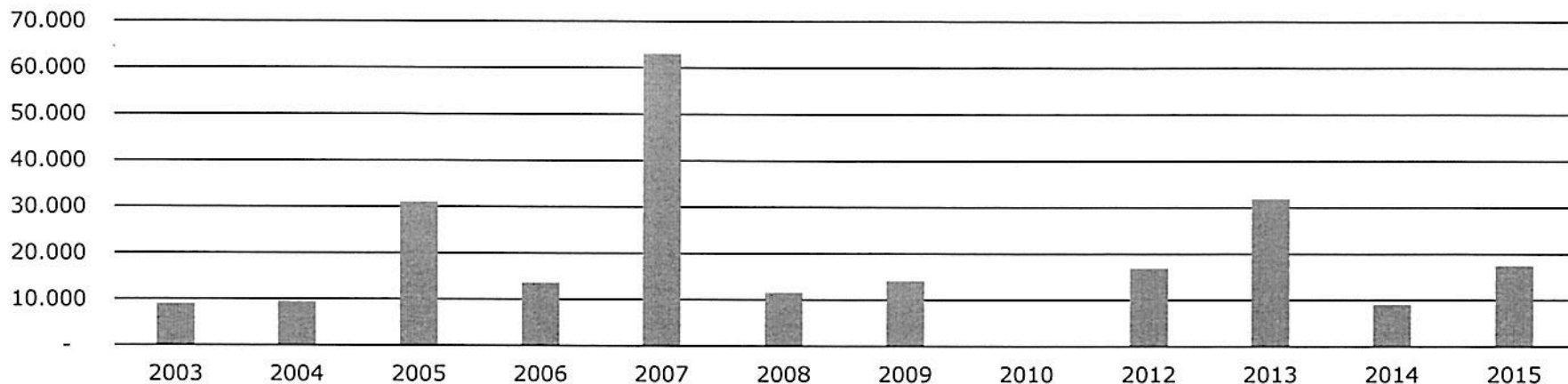


■ Nariño	44.517
■ Amazonas	29.647
■ Chocó	27.016
■ Bogotá, D.C	23.563
■ Cauca	16.075
■ Vichada	15.509
■ San Andrés	12.713
■ Caquetá	11.818
■ Guainía	11.192
■ Putumayo	8.081
■ Meta	7.837
■ Vaupés	6.293
■ Antioquia	4.632
■ Casanare	3.240
■ Cauca - Nariño *	2.025
■ Boyacá	912
■ Vichada - Meta *	837
■ Guaviare	686
■ Cundinamarca	640
■ Santander	290
■ Bolívar	96
■ Cesar	27

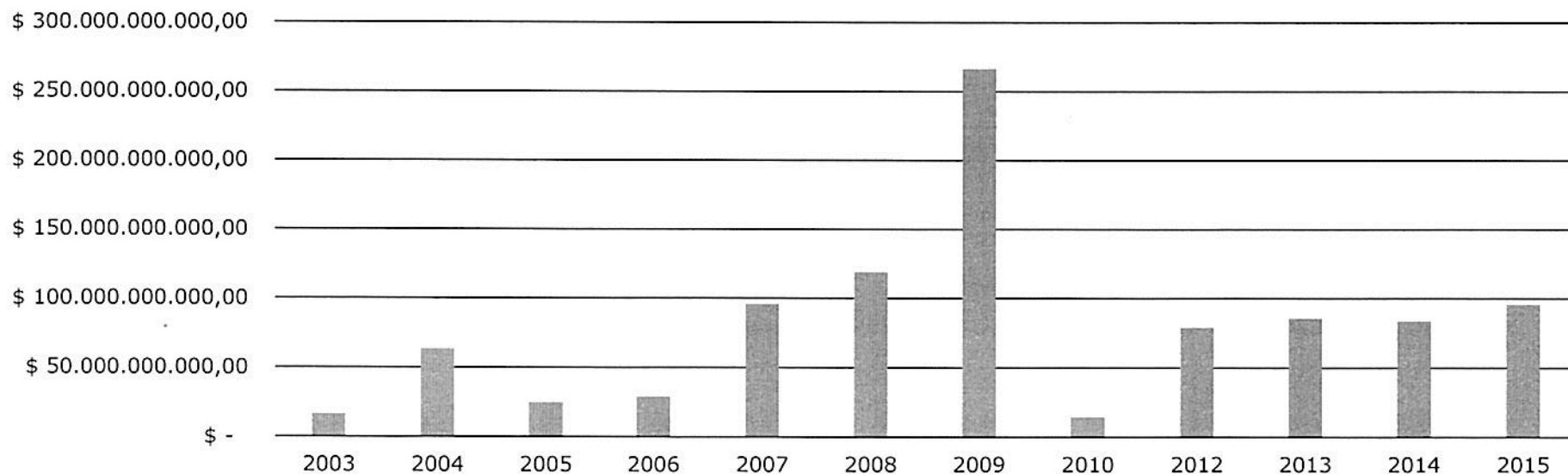
* Las líneas de transmisión no se tienen en cuenta en el mapa.

2. HISTÓRICO FAZNI POR AÑO

USUARIOS



RECURSOS ASIGNADOS



3. RECURSOS FINANCIEROS DISPONIBLES PARA ASIGNACIÓN

RECURSOS 2016	\$92.000.000.000
COMPROMETIDO EN 2015 CON VF 2016	\$48.823.932.212
SEGUIMIENTO A PROYECTOS	\$500.000.000
SALDO DISPONIBLE PROYECTOS 2016	\$42.676.067.789
VIGENCIA FUTURA APROBADA 2017	\$42.062.833.409
TOTAL PARA ASIGNAR EN 2016	\$84.738.901.198

4. PROYECTO INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA: COSTA PACÍFICA - CAUCA Y NARIÑO

Proyecto de Interconexión Eléctrica a 115 kV desde Popayán a Guapi – Costa Pacífica Cauca – Nariño y Subestaciones Asociadas.

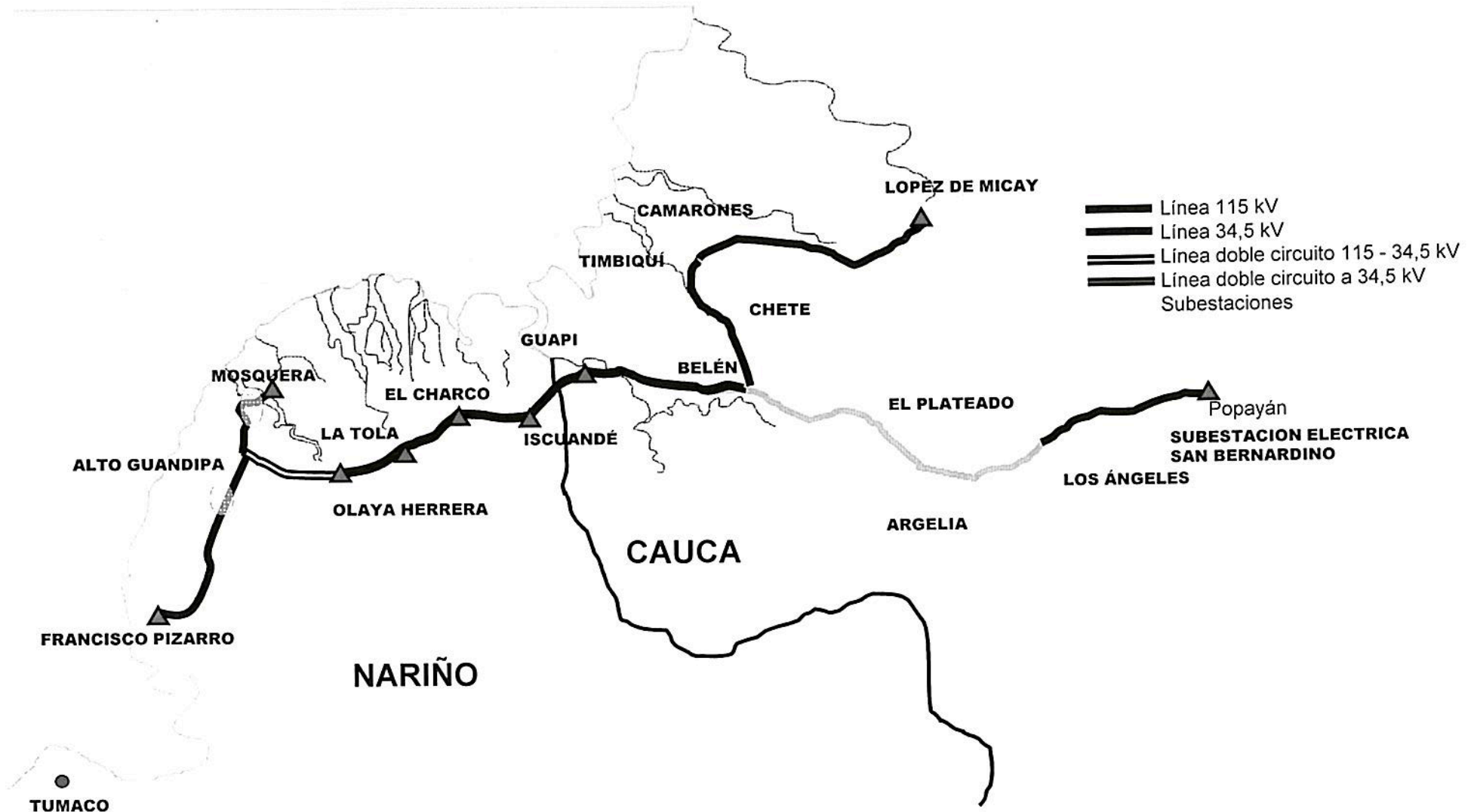
Proyecto de Interconexión Eléctrica al Sistema Interconectado Nacional – SIN, que abastecerá el Servicio de Energía Eléctrica a los habitantes de las cabeceras municipales:

- Departamento Cauca : Guapi, Timbiquí y López de Micay.
- Departamento Nariño : Iscuande - El charco - La Tola - Olaya Herrera - Mosquera y Francisco Pizarro.

Niveles de Tensión:

- Líneas de interconexión eléctrica y subestaciones a Nivel 4 y 3.
- Redes eléctricas de Nivel 2.

LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO



DESCRIPCIÓN

Línea de Interconexión Eléctrica Sistema de Transmisión Regional – STR

Nivel de Tensión 4:

Popayán - Guapi – Olaya Herrera a 115 kV. - Longitud: 217 Km.

Sistema de Distribución Local – SDL –

Nivel de Tensión 3:

- Guapi -Timbiquí - López de Micay (Cauca) a 34.5 kV. - Longitud: 122 Km.
- Guapi (Cauca) - Iscuande - El charco - La Tola - Olaya Herrera - Mosquera - Francisco Pizarro (Nariño) a 34.5 kV. - Longitud: 167 Km.

Red de Distribución Eléctrica:

- Conexiones en Red de Media Tensión a 13.2 kV
- Sistema de Distribución Local – SDL – Nivel de Tensión 2, entre las Subestaciones Eléctricas de Potencia y las Cabeceras Municipales - Longitud: 5 Km.

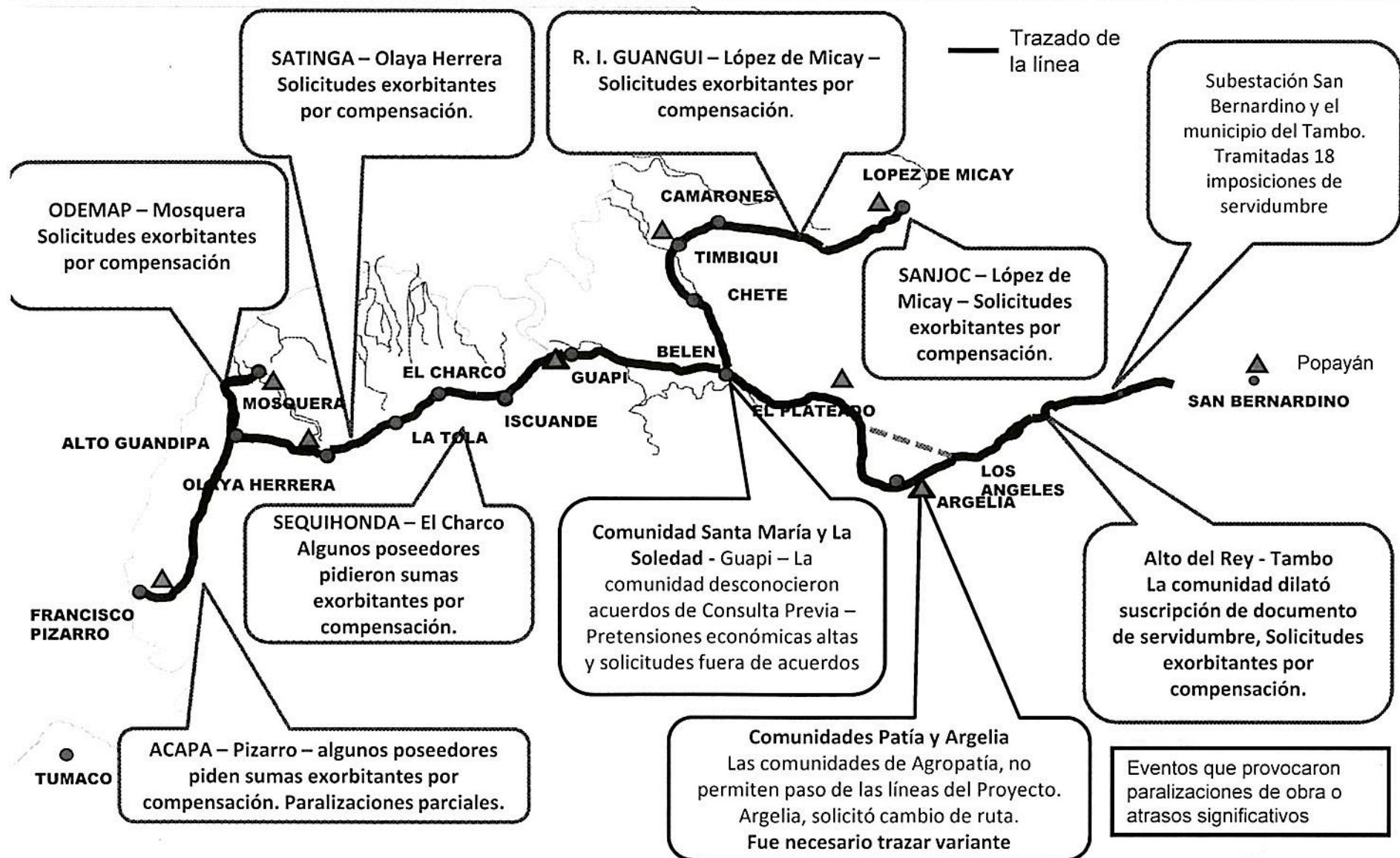
DESCRIPCIÓN

Subestaciones de Potencia Eléctrica:

- Popayán (Cauca) - Ampliación de la Subestación San Bernardino en un Campo de Línea a 115 kV - Sistema de Transmisión Regional - Nivel de Tensión 4.
- Guapi (Cauca) - Transformadores de Potencia Eléctrica 2x15 MVA - 115/34.5 kV - Sistema de Transmisión Regional - Nivel de Tensión 4 y 1x 3 MVA - 34.5/13.2 kV - Sistema de Distribución Local - SDL - Nivel de Tensión 3.
- Olaya Herrera (Nariño) - Transformadores de Potencia Eléctrica 1X15 MVA - 115/34.5 kV - Sistema de Transmisión Regional - Nivel de Tensión 4 y 1x3 MVA - 34.5/13.2 kV - - Sistema de Distribución Local - SDL - Nivel de Tensión 3.
- Timbiquí - López de Micay (Cauca) - Iscuande - El charco - La Tola - Mosquera - Francisco Pizarro (Nariño) en cada uno de los Municipios un Transformador de Potencia Eléctrica 3 MVA - 34.5/13.2 kV - Sistema de Distribución Local - SDL - Nivel de Tensión 3.

Total de Líneas y Redes de Subtransmisión y Distribución Eléctrica: 511 Km.

DIFICULTADES HISTÓRICAS CON COMUNIDADES, MÁS REPRESENTATIVAS



CONTRATO

- **Objeto:** Construcción Línea Interconexión Eléctrica a 115 kV desde Popayán a Guapi – Costa Pacífica – Cauca – Nariño y subestaciones asociadas.
- **Ejecutor:** Interconexión Eléctrica S.A. – ISA S.A.
- **Plazo de ejecución:** inicial de 24 meses a partir del 13 de octubre de 2009.
- **Valor inicial:** \$210.831.558.401.
 - **Adiciones:**
 - Otrosí No. 4: \$49.500.000.000 (Adición para realizar pilotes en ciertas aéreas)
 - Otrosí No. 7: \$25.762.074.456 (Adición para la variante del Patia y realizar el tendido en helicóptero).
- **Valor actual:** \$286.093.632.857
- **Usuarios beneficiados:** 15.050 (Cauca 6.204 y Nariño 8.846) y Habitantes: 51.845 (Cauca 24.095 y Nariño 27.750) .
- Otrosí No. 1 del 10 de diciembre de 2010, amplió plazo hasta el 30 de agosto de 2012.
- Otrosí No. 2 del 17 de junio de 2011, modificación Cláusula Octava, incluir para la administración de los recursos del FAZNI asignados al Proyecto, el encargo fiduciario No. 3-1-21544, adicional a los encargos Nos. 8433 y 0813.

CONTRATO

- Otrosí No. 3 del 30 de agosto de 2012, modificó Cláusula Segunda - Alcance del Objeto: **(i)** señalar que ISA debe contratar los suministros y la ejecución de las obras, así como la Interventoría Técnica, la cual será realizada por el Control de Obra del proyecto y la Interventoría Administrativa y Legal será efectuada directamente por ISA, **(ii)** amplió el plazo de ejecución hasta el 22 de Octubre de 2013, y **(iii)** adicionó la suma de \$2.806.753.675 al costo por administración.
- Otrosí No. 4 del 21 de diciembre de 2012, **(i)** adicionó el valor del Contrato inicialmente establecido, en \$49.500.000.000, **(ii)** amplió plazo de ejecución hasta el 30 de marzo de 2014, **(iii)** modificó Costo de Administración y Facturación, teniendo en cuenta la adición a que hace referencia la Cláusula Tercera del Otrosí No. 3, para un nuevo valor de \$31.055.976.724 más IVA. (Adición para realizar pilotos en ciertas aéreas).
- Otrosí No. 5 del 28 de marzo de 2014, amplió el plazo de ejecución hasta el 30 de mayo de 2014.

CONTRATO

- Otrosí No. 6 del 29 de mayo de 2014, **(i)** amplió plazo de ejecución hasta el 31 de diciembre de 2014, **(ii)** modificó la Cláusula de costo de la administración y facturación, aumentando el valor en \$ 1.551.724.139, más IVA, para un nuevo valor de \$32.607.700.862, más IVA.
- Otrosí No. 7 del 29 de diciembre de 2014, **(i)** amplió plazo de ejecución hasta el 31 de diciembre de 2015, **(ii)** adicionó el valor del contrato establecido en un monto de \$25.762.074.456 correspondientes a recursos FAZNI de 2014 por \$5.427.403.354 y para la vigencia de 2015 por \$20.334.671.102, **(iii)** modificó la Cláusula de costo de la administración y facturación, aumentando el valor del costo fijo de la administración en \$3.432.843.736 más IVA, para un nuevo valor de \$35.567.048.912 más IVA (Adición para la variante del Patia y realizar el tendido en helicóptero).
- Otrosí No. 8 del 30 de diciembre de 2015, amplió plazo de ejecución hasta el 30 de junio de 2016.
- Otrosí No. 9 del 30 de junio de 2016, amplió plazo de ejecución hasta el 31 de diciembre de 2016.

VALOR ACTUAL DEL PROYECTO

COSTO INICIAL	\$ 210.831.558.401
OTROSI No. 4	\$ 49.500.000.000
OTROSI No. 7	\$ 25.762.074.456
TOTAL	\$ 286.093.632.857

FINALIZACIÓN Y AVANCE DE LAS OBRAS

DESCRIPCIÓN	FECHA DE INICIO	FECHA DE FINALIZACIÓN
Subestación San Bernardino	12 de septiembre de 2011	mayo de 2014
Subestación Guapi	26 de septiembre de 2011	diciembre de 2013
Subestación Olaya Herrera	26 de septiembre de 2011	diciembre de 2013
Subestación Iscuandé	26 de septiembre de 2011	diciembre de 2013
Subestación El Charco	26 de septiembre de 2011	diciembre de 2013
Subestación La Tola	26 de septiembre de 2011	diciembre de 2013
Subestación Francisco Pizarro	26 de septiembre de 2011	diciembre de 2013
Subestación Mosquera	26 de septiembre de 2011	diciembre de 2013
Subestación Timbiquí	26 de septiembre de 2011	diciembre de 2013
Subestación López	26 de septiembre de 2011	diciembre de 2013
Tramo I - Línea	17 de noviembre de 2011	28 de septiembre de 2015
Tramo II - Línea	17 de noviembre de 2011	28 de septiembre de 2015
Tramo III -Línea	08 de marzo de 2012	28 de febrero de 2015
Tramo IV - Línea	Julio de 2013	30 de abril de 2015
Tramo V - Línea	mayo de 2012	30 de septiembre de 2014
Variante Patía	03 de septiembre de 2015	7 de febrero de 2016
Puesta en Servicio de las Subestaciones	enero 2016	30 de diciembre de 2016

CONSIDERACIONES

SERVICIOS PARA LÍNEAS Y SUBESTACIONES PARA PUESTA EN OPERACIÓN (PES):

- Cumplimiento de la Resolución CREG 038 de mayo de 2014, se verificaron los medidores en todos los puntos de cambio de tensión y de frontera para la puesta en operación, lo que representa un valor de \$ 2.490,86 millones.
- Se requieren realizar ajustes a los equipos de las subestaciones y puesta a punto para entrar en operación, valorados en \$1.732,75 millones.
- En las líneas eléctricas se requiere que sea revisada y verificada su infraestructura en todo su recorrido para la puesta en servicio, lo que tiene un costo estimado de \$3.151,60.
- Las actividades requeridas para Puesta en Servicio (PES) de líneas y subestaciones eléctricas tienen un costo total estimado de \$ 4.884,25 millones.

CONSIDERACIONES

AMBIENTALES

- Para dar cumplimiento a las obligaciones ambientales del proyecto y después de realizadas varias reuniones de concertación (hasta marzo de 2016) con las autoridades ambientales de cada departamento donde se desarrolla el proyecto, la CRC (Corporación Autónoma Regional del Cauca) y CORPONARIÑO, es necesario adicionar presupuesto por concepto de reforestación, pago del seguimiento de las autoridades ambientales, labores adicionales incluidas en las modificaciones de licencia que fueron requeridas para el proyecto, actividades que tienen un valor de \$4.894,01.
- Dentro de las obligaciones ambientales y sociales se requiere finalizar con la gestión predial y social para terminación de los procesos de imposición de servidumbre, derivados de las sentencias judiciales para pagos de las mismas, que son posteriores a las negociaciones. Reasentamientos de algunas viviendas ubicadas en la servidumbre de las líneas que viene surgiendo por la solución de algunos procesos de imposición de servidumbres y manejo logístico por un valor estimado de \$1.908,63 millones.
- Las obligaciones ambientales, prediales, logísticas y sociales tienen un costo estimado total de \$6.802,64 millones.

CONSIDERACIONES

POLIZAS Y GERENCIAMIENTO

- Para el cubrimiento de las pólizas de seguros de la infraestructura hasta marzo de 2017, se requiere un valor de \$1.758,11 millones.
- Por último, se estiman los costos de Gerenciamiento del proyecto en \$3.592,78 millones que corresponden a contratos de control de obra realizados por terceros, para la gestión predial y para los costos propios de INTERCOLOMBIA.

SOLICITUD ADICIÓN DE RECURSOS

ITEM	VALOR (\$)
cumplimiento de la Resolución CREG 038 de mayo de 2014, se verificaron los medidores en todos los puntos de cambio de tensión y de frontera para la puesta en operación	2.490.760.949
Servicios subestaciones y puesta en operación (PES)	1.732.750.000
Servicios para líneas y puesta en operación (PES)	3.151.597.258
Ambientales	4.894.008.328
Gestión predial - Logisitica	1.908.631.526
Seguros infraestructura	1.758.105.600
Gerenciamiento(Control de obra y Predial- Intercolombia) Marzo 2017	3.592.780.000
TOTAL	19.528.633.661
COSTO INICIAL	210.831.558.401
OTROSI No. 4	49.500.000.000
OTROSI No. 7	25.762.074.456
ADICIONAL	19.528.633.661
TOTAL	305.622.266.518

RECOMENDACIONES DIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- Después de realizar diferentes reuniones con ISA S.A. para la sustentación de los diferentes valores presentados y de analizar, visitar la zona de ejecución, la DEE está de acuerdo técnicamente con los valores solicitados por dicha Entidad y recomienda al Comité CAFAZNI aprobar los recursos adicionales presentados anteriormente.
- Los valores solicitados están debidamente soportados en las comunicaciones enviadas por ISA S.A. y serán verificados en la liquidación del contrato .

RECOMENDACIONES DIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- A la fecha, aún no se ha determinado el Operador de Red que reciba la infraestructura construida, para que realice las actividades de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) y realice los debidos procesos que permitan la entrada en operación de la nueva infraestructura al SIN.
- ISA S.A., con la colaboración de la DEE, viene adelantando el proceso de conectar la infraestructura para ejecutar las pruebas, cumpliendo con los requisitos del Operador de Red en el punto de conexión, la Compañía Energética de Occidente S.A. E.S.P. – CEO S.A. E.S.P., en la subestación San Bernardino.

RECOMENDACIONES DIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- De acuerdo a la reunión efectuada con la CREG es importante que el Ministro cite nuevamente a reunión (MME y CREG) para definir el Operador de Red, ya que se debe revisar el costo unitario que le aplica a este mercado.
- Este contrato tiene vigencia hasta el 31 de diciembre de 2016, por lo tanto se recomienda ampliar el plazo de ejecución del contrato hasta el 31 de marzo de 2017.
- Se recomienda definir el Operador de Red de dicha línea eléctrica para así proceder a la entrega de los diferentes materiales y equipos que se tiene en obra y al recibo de la misma.

<https://www.minminas.gov.co/fazni1>



<http://www.voltimum.com.co/noticias-del-sector/aceleran-proceso-llevar-energia-electrica-zonas-no-interconectadas>



<http://zonasnointerconectadas.blogspot.com.co/>