



Universidad de Nariño

INGEN^{ERÍA}
ELECTRÓNICA



IPSE

Instituto de planificación y promoción de Soluciones Energéticas para las zonas No Interconectadas

ANÁLISIS DE TARIFAS Y SUBSIDIOS PARA EL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONAS RURALES DE NARIÑO



pers
Nariño

Plan de Energización Rural Sostenible

ANÁLISIS DE TARIFAS Y SUBSIDIOS PARA EL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONAS RURALES DE NARIÑO

AUTOR:

David Salcedo Castillo

Ing. Electricista

Especialista en Administración de Empresas Constructoras

Docente Departamento de Electrónica

Universidad de Nariño

email: rd.salcedo10@uniandes.edu.co

PLAN DE ENERGIZACIÓN RURAL DEL DEPARTAMENTO DE NARIÑO

PERS-Nariño

UNIVERSIDAD DE NARIÑO

UPME

USAID

IPSE

San Juan de Pasto – Nariño

Colombia

2014

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	4
2. TARIFAS USUARIOS CONECTADOS AL SISTEMA DE INTERCONEXIÓN NACIONAL - SIN.....	5
2.1. SECTOR RESIDENCIAL.....	6
2.2. SECTOR NO RESIDENCIAL.....	6
2.3. SUBSIDIOS.....	7
2.4. FONDO DE ENERGIA SOCIAL – FOES	11
3. TARIFAS USUARIOS PERTENECIENTES A LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS – ZNI -.....	13
3.1. CARGOS REGULADOS PARA LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN.....	14
3.2. REMUNERACIÓN DE GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (AOM) PARA DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN.	16
3.3. FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DE CARGOS MÁXIMOS PARA GENERACIÓN DIESEL.....	16
3.4. FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DE CARGOS MÁXIMOS DE GENERACIÓN PARA CENTRALES HIDROELÉCTRICAS A PEQUEÑA ESCALA.....	18
3.5. FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DE CARGOS MÁXIMOS DE GENERACIÓN PARA SOLUCIONES FOTOVOLTAICAS INDIVIDUALES.....	18
3.6. CARGOS POR USO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	19
3.7. FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DE CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN	19
3.8. CARGO MÁXIMO BASE DE COMERCIALIZACIÓN.....	20
3.9. FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DEL CARGO DE COMERCIALIZACIÓN.....	20
3.10. FÓRMULA TARIFARIA PARA EL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS	21
3.10.1. Tarifa para usuarios regulados en ZNI con red	21
3.10.2. Tarifa para usuarios regulados en ZNI sin red.....	22
3.11. SUBSIDIOS EN ZNI.....	22
4. PROCESOS Y PROBLEMAS IDENTIFICADOS AL INTERIOR DE ALGUNAS EMPRESAS OPERADORAS DE RED EN ZNI	25
4.1. DIFÍCIL RECAUDO	25
4.2. INFRAESTRUCTURA EN MAL ESTADO.....	25
4.3. DIFÍCIL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO.....	25

4.4. ESCASEZ Y COSTOS ELEVADOS DE LOS REPUESTOS 26

4.5. RECOMENDACIONES Y POSIBLES POLÍTICAS PÚBLICAS 26

1. INTRODUCCIÓN

La estructura tarifaria por el servicio de energía eléctrica en Colombia está dictada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), ente independiente creado en 1994, y encargado de la legislación sobre los servicios públicos de energía eléctrica y gas.

Las resoluciones que rigen los subsidios y tarifas para el servicio de energía se aplican en todo el territorio nacional y comprenden diferentes esquemas para las zonas interconectadas (ZI) y no interconectadas (ZNI).

En este documento se analiza la estructura tarifaria y de subsidios que se aplican a los diferentes sectores incluyendo las fórmulas de cálculo y la legislación vigente al respecto.

A pesar de las diferencias notables entre regiones rurales y urbanas, los reglamentos no distinguen entre estos dos tipos de poblaciones y el cobro del servicio se realiza teniendo en cuenta el estrato de las viviendas para las zonas interconectadas.

En las zonas no interconectadas, la situación es diferente y se muestra cómo los diferentes costos en los que incurren las empresas proveedoras del servicio exceden ampliamente los subsidios normales y obligan al estado a incurrir en gastos adicionales para solventar estas dificultades.

Como un complemento a la información aquí brindada, el proyecto PERS Nariño realizó un análisis de la capacidad de pago de usuarios de la ZNI del departamento con base en resultados de encuestas aplicadas en la zona. Para mayor información sobre este tema puntual, consultar en PERS-Nariño: “Diagnóstico Energético y Social del Departamento de Nariño. Análisis de Información Primaria”, Universidad de Nariño, UPME, IPSE, TetraTech, 2013, disponible en www.pers.udenar.edu.co.

Finalmente, y dado que el departamento de Nariño tiene muchos municipios sin interconexión al sistema nacional, se han identificado las principales debilidades de las empresas prestadoras en las ZNI. De la misma manera, se proponen las fuentes no convencionales de energía como una posible solución ante algunos de los problemas en el entorno rural de las zonas apartadas y deprimidas.

2. TARIFAS USUARIOS CONECTADOS AL SISTEMA DE INTERCONEXIÓN NACIONAL - SIN

Las tarifas a aplicarse para los usuarios del servicio de energía eléctrica en Colombia, se encuentran reguladas a partir de la expedición de la ley 142 de 1994 (Ley de servicios Públicos Domiciliarios) y la ley 143 de 1994 (Servicios públicos aplicada al sector eléctrico, Ley Eléctrica), de las que se derivan una enorme variedad de decretos y resoluciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energía y algunas entidades adscritas al mismo como la CREG y la UPME. En la actualidad para el cálculo de las tarifas, las principales leyes, decretos y resoluciones que se aplican por parte de las empresas prestadoras del servicio a los usuarios conectados al sistema de interconexión nacional (SIN) son:

- Resolución CREG 031/97 (formulas tarifarias por prestación del servicio)
- Resolución CREG 079/97, (pautas tarifarias y definición de pago de contribución a usuarios)
- Resolución CREG 070/98 (reglamento de Distribución de energía Eléctrica)
- Resolución CREG 070/00(Establece la aplicación gradual para alcanzar los limites en materia de subsidios)
- Ley 812 de 2003 (Creación de subsidio FOES)
- Resolución UPME 0355/04 (establece los valores de consumo de subsistencia de energía eléctrica a aplicar, según alturas sobre el nivel del mar, así como el régimen de transición)
- Decreto 2287/04 del Ministerio de Minas y energía (pago gradual de la contribución para empresas de acueducto y alcantarillado)
- Ley 1117 de 2006 (Normalizacion de redes y subsidios en áreas del SIN)
- Resolución CREG 119-07 (Aprobación de las formulas tarifarias)
- Resolución CREG 097 de 2008 (Metodología para cálculo de los cargos por uso del STR y SDL)
- Resolución CREG 168-08 (Opción Tarifaria con porcentaje de variación mensual)
- Resolución CREG 058-08 (Establece las áreas de distribución ADD)
- CREG-116-10 (Establece los cargos regionales de distribución ADD)
- Ley 1428-10 (Aplicación de subsidios)
- Resolución CREG 019/10(Establece el costo anual por uso de los activos de nivel 4 y los cargos máximos por los activos de CEDENAR SA ESP en el STR Y SDL para los niveles 1,2 y 3)
- Resolución CREG 149-2010 (Modifica la Resolución CREG 058-08 en cuanto a los cargos únicos por uso en nivel de tensión 1,2 y3)
- Resolución CREG-116-10 (Modifica la Resolución CREG 058-08 en cuanto a los cargos únicos por uso en nivel de tensión 1,2 y3)
- Resolución CREG-186-10 (Aplicación de subsidios a usuarios de estratos 1 y 2)
- Circular CREG 049 del 5 de agosto de 2010 (Define el índice de pérdidas para referir de nivel de tensión 1 al STN)
- Decreto 2915 de 2011 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público (Exención del pago de contribución para usuarios Industriales)

- Resolución CREG-172-2011 (Establece metodología para implementar planes de reducción de pérdidas no técnicas en los SDL)
- Resolución CREG-173-11(Modifica la formula tarifaria en cuanto al cargo por perdidas)
- Decreto 111 del 20 de enero de 2012 del Ministerio de Minas y Energía (Reglamenta el Fondo de Energía Social)

Un aspecto interesante de la normatividad es que la fórmula tarifaria no hace distinción alguna sobre los usuarios del sector rural ya que estos usuarios quedan inmersos dentro del estrato socioeconómico que les corresponda de acuerdo al plan de estratificación de cada municipio. Sin embargo, los usuarios del sector rural corresponden en su gran mayoría al estrato 1 y 2, de tal manera, que las tarifas que se apliquen a estos estratos son las que corresponderían a estos usuarios. No obstante, no es extraño encontrar en los extensos territorios rurales viviendas con estrato 3, sobre todo si estas viviendas tienen una ubicación, apariencia, estructura y extensión notablemente mejores a una típica casa campesina. Igualmente, los territorios declarados como resguardos indígenas, asentamientos afrocolombianos o cualquier otra clase de comunidad, recibirán el tratamiento tarifario como usuarios del sector residencial en el estrato que les corresponda. Así las cosas, y de acuerdo a la reglamentación citada anteriormente, el cálculo de la tarifa para usuario final, está discriminada de acuerdo a dos grandes sectores: i) el sector residencial y ii) el sector no residencial.

2.1. SECTOR RESIDENCIAL

Dentro del grupo de usuarios residenciales, para el cálculo de sus tarifas, estos, se encuentran clasificados del estrato 1 al 6. Desde el estrato 1 al estrato 3, los usuarios reciben subsidio, el estrato 4 no recibe subsidio y tampoco paga contribución (es decir, que paga tarifa plena). Los estratos 5 y 6 deben pagar contribución, la cual es un valor de 20% más sobre el valor de la energía consumida mensualmente.

2.2. SECTOR NO RESIDENCIAL

El sector no residencial se encuentra clasificado en tres grupos: Comercial, Industrial y Oficial.

Los usuarios del sector comercial e industrial deben pagar contribución del 20%, con algunas excepciones a la norma en el caso de las industrias y las clínicas. El sector oficial paga tarifa plena, sin contribución.

Teniendo en cuenta lo anteriormente descrito, dentro de este esquema vale la pena destacar la fórmula tarifaria que describe los componentes del costo de prestación del servicio:

$$CU_v = G + T + D + C_v + PR + R$$

En donde:

- CU_v : Costo Unitario de prestación del servicio (\$/kWh)
- G : Costo de compra de energía (\$/kWh)
- T : Costo por uso del sistema de transmisión nacional (\$/kWh)
- D : Costo por uso del sistema de distribución (\$/kWh)
- C_v : Margen de comercialización correspondiente (\$/kWh)
- PR : Costos de pérdidas de energía, transporte y reducción de las mismas (\$/kWh)
- R : Costo de restricciones y servicios asociados con generación (\$/kWh)

El cálculo de cada uno de estos componentes se encuentra regulado en la normatividad descrita anteriormente, su valor mensual es cambiante, principalmente por la fluctuación ocasionada en el costo D asociado a los cargos regionales de distribución denominados ADD.

2.3. SUBSIDIOS

Con base en la resolución UPME 0355 de 2004, los usuarios residenciales pertenecientes a los estratos 1, 2 y 3 recibirán un subsidio mensual sobre un porcentaje del consumo de subsistencia, el cual, es un valor en kilovatios hora al mes que depende de la altura sobre el nivel del mar en la cual se encuentre ubicado el usuario, así:

130 kWh/mes, para usuarios sobre los 1000 msnm.

173 kWh/mes, para usuarios por debajo de los 1000 msnm.

Y de acuerdo al estrato, el porcentaje sobre el subsidio será:

Para el estrato 1, máximo el 60% sobre el consumo de subsistencia.

Para el estrato 2, máximo el 50% sobre el consumo de subsistencia.

Para el estrato 3, máximo el 15% sobre el consumo de subsistencia.

En las facturas presentadas en la Figura 1, Figura 2 y Figura 3 se observa resaltado el porcentaje y valor aplicado como subsidio a diversos usuarios ubicados en el sector rural del municipio de San Pablo, en el sector rural del municipio de Chachagüí y en el sector urbano del municipio de Pasto, respectivamente; esto, para destacar la aplicación a nivel regional de la resolución del subsidio aplicado al consumo de subsistencia.

Figura 1. Factura zona rural municipio de San Pablo.

CEDENAR
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.
NIT. 891.200-200-8
VIGILADA POR LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS
Deposito, Av. Los Estudiantes No. 36 - 12 Tel. 1732950

Para cualquier consulta, reporte de daños o copia por internet, su código interno es:

NO 468292 - 0

No. Factura (Referencia para pagos magnéticos):
2144056455 - 88

GANE TIEMPO Y DINERO.
realizando sus pagos por nuestra pagina
www.cedenar.com.co a través del botón PSE, desde la comodidad de su casa u oficina sin costo alguno y en forma segura.

DATOS DEL CLIENTE

NOBRE: **MARCO ANTONIO MUÑOZ**

DIRECCIÓN PREDIO: **JARDINES CASA 23 - .** MUNICIPIO: **SAN PABLO**

DIRECCIÓN ENTREGA: _____

TIPO DE USO	ESTRATO	NIVEL	CARGA	CICLO - RUTA	PERIODO
VIVIENDA	1	1	3,427	80 - 2112 - 130	DIC/2013

CARGOS POR SERVICIO Y OTROS CONCEPTOS

CONCEPTO	VALOR MES	SALDO ANTERIOR	TOTAL
100 - ENERGIA ACTIVA SENCILLA MONOMIA (RES CREG-168-08 CU \$414,66/KWH)	59.713,92	,00	59.713,92
199 - AJUSTE MONETARIO	2,36	,00	2,36
730 - SUBSIDIO de 9-130 KWH 55,81%	-30.086,28	,00	-30.086,28
732 - FOES ZONA ESPECIAL	-5.980,00	,00	-5.980,00
TOTALES	23.650,00	,00	23.650

DATOS DEL CONSUMO

TIPO DE CONSUMO	CONTADOR	LECTURA ANTERIOR	LECTURA ACTUAL	CONSUMO DEL PERIODO	CALCULADO POR	ANOMALIA DE LECTURA	OTROS CONSUMOS	CAUSADOS POR	CONSUMO TOTAL
ACTIVA SENCILLA	1384	1378	144	Diferencia de lec					144

CONSUMOS ANTERIORES kWh							LIQUIDACIÓN DEL BENEFICIO FOES			
PROM	NOV-13	OCT-13	SEP-13	AGO-13	JUL-13	JUN-13	PERIODO	No FACTURA	CONSUMO BASE	\$/KWH
144	175	177	143	148	118	102	SEP/2013	2132966876	130	46

COMPONENTES COSTO DE PRESTACION DEL SERVICIO

Dep: 384,26 = G: 138,40 + T: 21,62 + D: 94,22 + Cr: 103,60 + PR: 25,98 + R: ,44 Prg. Adm: SP - A

INDICADORES DE CALIDAD

GERENTE: N000: 52TA000450 Grupo: 3 VC: ,00 = FS: 1,00625187 * CR0: 678,32 * (ITT: ,00771215 - ROP: ,01100610) * CM: 122,6667

INFORMACION DE FINANCIACIÓN					SALDOS PENDIENTES POR COBRAR	
TIPO PLAN	CAPITAL CREDITO	SALDO CAPITAL	No. CUOTAS	CUOTAS, FACT.	CUOTAS, PAGADAS	

VALOR ULTIMO PAGO	FECHA ULTIMO PAGO	PUNTO DE PAGO	FACTURAS CON DEUDA	TOTAL ENERGIA
37.410	16-DIC-2013	SERVIPAGOS DE NARIÑO LTDA	0	\$ 23.650,00
PERIODO FACTURADO	FACTURA EXPEDIDA	PAGO OPORTUNO	FECHA DE SUSPENSIÓN	
06-NOV-13 - 06-DIC-13	01-ENE-2014	27-ENE-2014		

IMPUESTO ALUMBRADO PÚBLICO A FAVOR DEL MUNICIPIO				TOTAL IMPUESTO ALUMBRADO PÚBLICO
MUNICIPIO	ACUERDO MUNICIPAL	CLAUSULA CCU	VALOR DEL IMPUESTO	
			,00	\$ 0

TOTAL A PAGAR ENERGÍA Y ALUMBRADO PÚBLICO \$ 23.650

Factura del mes de	Código Interno	Factura N°	Pago oportuno	Código Ruta	TOTAL A PAGAR \$
DIC/2013	NO 468292 - 0	2144056455 - 88	27-ENE-2014	80 - 2112 - 130	\$ 23.650

CUPON BANCO - PAGUE ÚNICAMENTE EN EFECTIVO

(415)7707246320024(8020)1000214405645588(3900)0000023650(96)20140120

Fuente: usuario sector rural del municipio de San Pablo (N). Recibe subsidio por Estrato 1 y FOES, por encontrarse ubicado en zona rural de menor desarrollo.

Figura 2. Factura sector urbano del municipio de Pasto

CEDENAR
Centrales Electricas de Nariño S.A. E.S.P.
NIT. 891.200-200-8
VIGILADA POR LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS
Dirección: Av. Los Estudiantes No. 36 - 12 Tel: 7338900

Para cualquier consulta, reporte de daños o copia por internet, su código interno es:
CE 342856 - 9
No. Factura (Referencia para pagos magnéticos)
2144190245 - 67

GANE TIEMPO Y DINERO.
realizando sus pagos por nuestra pagina
www.cedenar.com.co
a través del botón PSE. desde la comodidad de su casa u oficina sin costo alguno y en forma segura.

DATOS DEL CLIENTE

NOMBRE: **JAIME RUIZ**
DIRECCIÓN PREDIO: **MUNICIPIO PASTO**
DIRECCIÓN ENTREGA: **MZ 19 C 7 - TAMASAGRA II**

TIPO DE USO	ESTRATO	NIVEL	CARGA	CICLO - RUTA	PERIODO
VIVIENDA	2	1	4,18	25 - 0359 - 6270	DIC/2013

CARGOS POR SERVICIO Y OTROS CONCEPTOS

CONCEPTO	VALOR MES	SALDO ANTERIOR	TOTAL
100 - ENERGIA ACTIVA SENCILLA MONOMIA (RES CREG-168-08 CU \$427.08/KWH)	75.166,08	,00	75.166,08
199 - AJUSTE MONETARIO	46	,00	46
730 - SUBSIDIO de 0-130 KWH 46,51%	-25.822,54	,00	-25.822,54
TOTALES	49.344,00	,00	49.344

DATOS DEL CONSUMO

TIPO DE CONSUMO	CONTADOR	LECTURA ANTERIOR	LECTURA ACTUAL	CONSUMO DEL PERIODO	CAUSADOS POR	CONSUMO TOTAL
AC ACTIVA SENCILLA	COM - 1179	11859	11835	176		176

CONSUMOS ANTERIORES kWh

PERIODO	CONSUMO
PROM	197
NOV-13	125
OCT-13	239
SEP-13	248
AGO-13	196
JUL-13	61
JUN-13	310

LIQUIDACIÓN DEL BENEFICIO FOES

PERIODO	No FACTURA	CONSUMO BASE	\$/KWH

COMPONENTES COSTO DE PRESTACION DEL SERVICIO

Curr: 427,08 = G 138,14 + T 20,89 + D 136,84 + Ov 103,34 + PR 25,62 + R 2,23 Prog. Adms | SP - A

INDICADORES DE CALIDAD

NODO CA140847 Grupo 1 VC ,00 = IPS ,25260845 * CRD : 678,32 * (ITT ,00193605 - IRGP ,00422670) * CM 189,0000

INFORMACION DE FINANCIACIÓN

TIPO PLAN	CAPITAL CREDITO	SALDO CAPITAL	No. CUOTAS	CUOTAS. FACT.	CUOTAS. PAGADAS

SALDOS PENDIENTES POR COBRAR

VALOR ULTIMO PAGO	FECHA ULTIMO PAGO	PUNTO DE PAGO	FACTURAS CON DEUDA	TOTAL ENERGIA
31.740	19-DIC-2013	BANCO BBVA	0	\$ 49.344,00
PERIODO FACTURADO	FACTURA EXPEDIDA	PAGO OPORTUNO	FECHA DE SUSPENSIÓN	
26-NOV-13 - 26-DIC-13	08-ENE-2014	22-ENE-2014		

IMPUESTO ALUMBRADO PUBLICO A FAVOR DEL MUNICIPIO

MUNICIPIO	ACUERDO MUNICIPAL	N. 032 - 3-DIC-2012	CLAUSULA CCU	VIGESIMA SEPTIMA	TOTAL IMPUESTO ALUMBRADO PUBLICO
PASTO					\$ 3.576,00
SALDO ANTERIOR	,00	VALOR DEL IMPUESTO	3.576,00		
RECLAMOS ALUMBRADO PUBLICO	Tel: 7310181 Dir.: CRA 39 19-32 VERSALLES E-mail				
TOTAL A PAGAR ENERGIA Y ALUMBRADO PÚBLICO \$					\$ 52.920

Factura del mes de	Código Interno	Factura N°	Pago oportuno	Código Ruta	TOTAL A PAGAR \$
DIC/2013	CE 342856 - 9	2144190245 - 67	22-ENE-2014	25 - 0359 - 6270	\$ 52.920

CLIPON BANCO - PAGUE UNICAMENTE EN EFECTIVO

(415)7707246320024(8020)1000214419024567(3900)0000052920(96)20140120

Fuente: usuario ubicado en sector urbano del municipio de Pasto. Recibe subsidio para estrato 2.

Figura 3. Factura sector rural municipio de Chachagüí

CEDENAR
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.
NIT. 891.200-200-8
VIGILADA POR LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS
Dirección: Av. Los Estudiantes No. 38 - 12 Tel. 7336900

Para cualquier consulta, reporte de daños o copia por internet, su código interno es:

CE 418208 - 5

No. Factura (Referencia para pagos electrónicos)
2144152064 - 53

GANE TIEMPO Y DINERO.
realizando sus pagos por nuestra página
www.cedenar.com.co
a través del botón PSE. desde la comodidad de su casa u oficina sin costo alguno y en forma segura.

DATOS DEL CLIENTE

NOMBRE: **ROBERTO SALAZAR**
 DIRECCIÓN PREDIO: **PASISARA I C 68 C - PASIZARA**
 DIRECCIÓN ENTREGA: **MUNICIPIO CHACHAGUI**

PERIODO
DIC/2013

TIPO DE USO	ESTRATO	NIVEL	CARGA	CICLO - RUTA
VIVIENDA	3	1	2.25	38 - 0535 - 1030

CARGOS POR SERVICIO Y OTROS CONCEPTOS

CONCEPTO	VALOR MES	SALDO ANTERIOR	TOTAL
100 - ENERGIA ACTIVA SENCILLA MONOMIA (RES CREG-168-08 CU \$436,40/KWH)	30.693,32	,00	30.693,32
199 - AJUSTE MONETARIO	,68	,00	,68
730 - SUBSIDIO de 0-130 KWH 15,00%	-4.604,00	,00	-4.604,00
TOTALES	26.090,00	,00	26.090

DATOS DEL CONSUMO

TIPO DE CONSUMO	CONTADOR	LECTURA ANTERIOR	LECTURA ACTUAL	CONSUMO DEL PERIODO	CAUSADOS POR	CONSUMO TOTAL
ACTIVA SENCILLA	494-20001	22261,667	22332	70,333		70,333

CONSUMOS ANTERIORES kWh						LIQUIDACIÓN DEL BENEFICIO FOES		
PERIODO	No FACTURA	CONSUMO BASE	\$/KWH					
71	70,333	70,333	73,333	73,333	73,333	66,667		
PROM	NOV-13	OCT-13	SEP-13	AGO-13	JUL-13	JUN-13		

COMPONENTES COSTO DE PRESTACION DEL SERVICIO

Curf 473,24 = G 139,16 + T 21,68 + D 178,90 + Or 103,34 + PR 25,86 + R 4,30 Prop. Activa : SP - A

INDICADORES DE CALIDAD

NODO: 15TA262120 Grupo: 3 VC: ,00 = IPS ,17602272 * CRD: 678,32 * (ITT ,00134908 - RGP ,01100610) * CM 71,0000

INFORMACION DE FINANCIACIÓN				SALDOS PENDIENTES POR COBRAR	
TIPO PLAN	CAPITAL CREDITO	SALDO CAPITAL	No. CUOTAS	CUOTAS. FACT.	CUOTAS. PAGADAS.

VALOR ULTIMO PAGO	FECHA ULTIMO PAGO	PUNTO DE PAGO	FACTURAS CON DEUDA	TOTAL ENERGIA
78.910	06-DIC-2013	SERVIPAGOS DE NARIÑO LTDA	0	
PERIODO FACTURADO	FACTURA EXPEDIDA	PAGO OPORTUNO	FECHA DE SUSPENSIÓN	\$ 26.090,00
09-SEP-13 - 09-OCT-13	02-ENE-2014	27-ENE-2014		

IMPUESTO ALUMBRADO PÚBLICO A FAVOR DEL MUNICIPIO

MUNICIPIO	ACUERDO MUNICIPAL	CLAUSULA CCU	TOTAL IMPUESTO ALUMBRADO PÚBLICO
			\$ 0

TOTAL A PAGAR ENERGÍA Y ALUMBRADO PÚBLICO \$

\$ 26.090

Factura del mes de	Código Interno	Factura N°	Pago oportuno	Código Ruta	TOTAL A PAGAR \$
DIC/2013	CE 418208 - 5	2144152064 - 53	27-ENE-2014	38 - 0535 - 1030	\$ 26.090

CUPON BANCO - PAGUE ÚNICAMENTE EN EFECTIVO

(415)7707246320024(8020)1000214415206453(3900)000026090(96)20140120

Fuente: Usuario ubicado en sector rural del municipio de Chachagüí. Recibe subsidio para estrato 3.

2.4. FONDO DE ENERGIA SOCIAL – FOES

Antes del Decreto 111 de 2012, los recursos FOES se distribuían entre todos los usuarios de los sectores residencial y no residencial ubicados en las áreas especiales. Estas áreas las conforman:

- Área rural de menor desarrollo
- Barrio subnormal
- Zona de difícil gestión

El decreto 111 de 2012, define nuevamente las áreas especiales (conformadas por las mencionadas anteriormente) y los beneficiarios de este “subsidio” son los usuarios de los estratos 1 y 2 con un máximo valor de \$ 46 por cada kWh/mes sobre el consumo de subsistencia.

Estos recursos los maneja el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y provienen del ochenta por ciento (80%) de las rentas de congestión por transacciones internacionales de energía, cuando estas son favorables.

En la factura del usuario del municipio de San Pablo –Nariño, se puede observar la aplicación del FOES, razón por la cual la empresa prestadora del servicio le efectúa un descuento de \$ 5.960, obtenidos de multiplicar \$46 por los 130 kWh/mes correspondientes al consumo de subsistencia para esta zona.

Otro factor que afecta el CU_v de los usuarios es la propiedad de los activos de conexión que ostente el usuario, en estos casos, si el usuario demuestra la propiedad total o parcial de la acometida en media o baja tensión, igualmente del transformador de distribución, podrá obtener un leve descuento en su tarifa final. En el caso que la totalidad de la propiedad de los activos corresponda al OR, el usuario no verá reflejado en su factura ningún descuento en el cargo D.

Con base en la anterior información, se calculan las tarifas para los usuarios interconectados, en cualquier parte del territorio nacional y por cualquier empresa comercializadora de energía, sin importar su naturaleza, estatal, mixta o privada.

Cabe destacar que finalmente la tarifa o costo unitario de prestación del servicio CU_v , es el mismo en todos los sectores, la diferencia entre lo que tiene que pagar un usuario u otro, la definen los subsidios de los que está siendo beneficiado, el FOES, la propiedad de los activos de conexión del OR y el hecho de pagar o no contribución.

A continuación en la Figura 4, se adjuntan las publicaciones de las tarifas de energía para el mes de diciembre que aplicaron a sus usuarios las dos principales comercializadoras de energía en el departamento de Nariño, la diferencia principal entre sus tarifas, lo da el menor o mayor valor en los componentes G (Costo de Generación) y C_v (Margen de Comercialización), las otros componentes de la formula tarifaria son básicamente los mismos para las dos empresas, ya que, estos dependen de variables externas que las afectan por igual.

Figura 4. Tarifas publicadas por empresas distribuidoras del servicio de energía en Nariño

A.S.C. INGENIERIA S.A. E.S.P.

En cumplimiento del inciso segundo del artículo 125 ley 142 94, da a conocer a los usuarios regulados del Departamento de Nariño, las tarifas a aplicar en el mes de DICIEMBRE de 2013, tarifas acorde con las resoluciones CREG 119/07, CREG 097/08, CREG 019/10; CREG 116/10: CREG 173/11

GERENCIA A.S.C. INGENIERIA S.A. E.S.P.
COMPONENTE DEL COSTO UNITARIO DE PRESTACION

Nivel Tensión	G Costo Compra Energía (\$/KWh)	T Costo uso STN (\$/KWh)	D Costo de Distribución (\$/KWh)	CV Márgen de Comercialización (\$/KWh)	PR Costo Reducción de pérdidas (\$/KWh)	R Restricciones (\$/KWh)	CUv Costo Variable (\$/KWh)	CUf Costo Fijo (\$/KWh)	CU Costo Unitario (\$/KWh)
1	175,0972	20,3536	137,3931	16,9364	31,8274	4,0623	385,6699	0,0000	385,6699
2	175,0972	20,3536	81,7951	16,9364	13,3498	4,0623	311,5944	0,0000	311,5944
3	175,0972	20,3536	41,5458	16,9364	11,9098	4,0623	269,9051	0,0000	269,9051
1 CON PROPIEDAD DE ACTIVOS	175,0972	20,3536	107,3674	16,9364	31,8274	4,0623	355,6443	0,0000	355,6443

TARIFA MONOMIA SENCILLA SECTOR NO RESIDENCIAL

NIVEL	CU	CONTRIBUCION	TARIFA	ESTRATO	CU	SUBSIDIO	TARIFA
1	385,6699	77,1340	462,8039	2 (N 1 Prop Activos)	355,6443	177,8222	177,8222
2	311,5944	62,3189	373,9132	3 (N 1)	385,6699	57,8505	327,8194
3	269,9051	53,9810	323,8861	3 (N 1 Prop Activos)	355,6443	53,3466	302,2977
1 CON PROPIEDAD DE ACTIVOS	355,6443	71,1289	426,7732	4 (N 1 Prop Activos)	355,6443	0,0000	355,6443

FRANJAS	TRES FRANJAS INDUSTRIAL NIVEL 1 USUARIO PROPIETARIO DE ACTIVOS			DOS FRANJAS COMERCIAL NIVEL 1 USUARIO PROPIETARIO DE ACTIVOS		TRES FRANJAS COMERCIAL NIVEL 2		
RANGO	MAXIMA	MEDIA	MINIMA	PUNTA	FUERA DE PUNTA	MAXIMA	MEDIA	MINIMA
COSTO \$/KWh	355,6443	355,6443	355,6443	355,6443	355,6443	311,5944	311,5944	311,5944
CONTRIBUCION \$/KWh	71,1289	71,1289	71,1289	71,1289	71,1289	62,3189	62,3189	62,3189
TARIFA \$/KWh	426,7732	426,7732	426,7732	426,7732	426,7732	373,9132	373,9132	373,9132

COSTO UNITARIO DE PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA
TARIFAS PARA USUARIOS REGULADOS (Rigen a partir de la Fecha de Publicación)
Fecha de Publicación : 26 de Diciembre de 2013

Estas Tarifas se calculan según Resoluciones CREG 03197, 079/97, 070/00, Resolución UPME 0355/04, Decreto 2287/04 del Ministerio de Minas y energía, Resoluciones CREG 119-07, CREG 097-08, CREG 058-08, CREG-019-10, CREG-116-10, CREG-149-10, Ley 1428-10, CREG-186-10, Decreto 2915 de 2011 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Resolución CREG-173-11, Circular CREG-049-10, Resolución CREG 133-13.

Componentes del Costo Unitario

CU = Costo Unitario de Prestación del Servicio
 CU_{n,m,l,j} = G_{m,l,j} + T_m + D_{n,m} + C_{v,m,l,j} + PR_{n,m,l,j} + R_{m,j}
 G = Costo de Compra (\$/kwh)
 T = Costo del Uso del STN (\$/kwh)
 D = Costo de Distribución (\$/kwh)
 C_v = Costo de Comercialización (\$/kwh)
 PR = Costos de Pérdidas de Energía (\$/kwh)
 R = Costos por Restricciones (\$/kwh)
 R_m = Costos por Restricciones (\$/kwh)
 C_v = Costo de Comercialización (\$/kwh)
 PR = Costos de Pérdidas de Energía (\$/kwh)

Nivel de Tension y Tipo Propiedad	Gm,l,j	Tm	Dn,m	Rm,j	Cvm,l,j	PR	CU	Costo Unitario aplicado
Nivel Tension 1- Propiedad: CEDENAR	137.40	20.35	137.39	5.89	103.44	25.65	430.13	430.13
Nivel Tension 1- Propiedad: COMPARTIDA	137.40	20.35	122.38	5.89	103.44	25.65	415.11	415.11
Nivel Tension 1- Propiedad: USUARIO	137.40	20.35	107.37	5.89	103.44	25.65	400.10	400.10
Nivel Tension 2	137.40	20.35	81.80	5.89	103.44	10.74	359.62	359.62
Nivel Tension 3	137.40	20.35	41.55	5.89	103.44	9.58	318.21	318.21

TARIFAS RESIDENCIALES

PROPIEDAD DEL ACTIVO	Estrato 1		Estrato 2		Estrato 3		Estrato 4		Estratos 5 y 6
	% de Subsidio	Tarifa Con Subsidio	% de Subsidio	Tarifa Con Subsidio	% de Subsidio	Tarifa Con Subsidio	Igual al Costo Unitario	Costo Unit. más 25% de Contribución	
De CEDENAR	57.81%	182.35	47.01%	227.84	15%	365.61	430.13	516.15	
Compartida	57.80%	175.20	47.24%	218.99	15%	352.85	415.11	498.14	
Del Usuario	55.77%	176.95	44.72%	221.19	15%	340.08	400.10	480.12	

Notas: - Para los Estratos 1, 2 y 3 los rangos de Consumo a Subsidiar son: Para Climas con Alturas menores a 1,000 mts/Nivel del Mar="De 0 a 173 KWh/m" y para Climas con Alturas iguales o mayores a 1,000 mts/Nivel del Mar ="De 0 a 130 KWh/m".

TARIFAS NO RESIDENCIALES

OFICIAL y ESPECIAL				COMERCIAL - INDUSTRIAL y PROVISIONAL					
NIVEL DE TENSION 1			NIVEL DE TENSION 2	NIVEL DE TENSION 3	NIVEL DE TENSION 1			NIVEL DE TENSION 2	NIVEL DE TENSION 3
CEDENAR	COMPARTIDA	USUARIO			CEDENAR	COMPARTIDA	USUARIO		
430.13	415.11	400.10	359.62	318.21	516.15	498.14	460.12	431.54	381.85

Nota: En cumplimiento del Decreto 2287 de 2004 del Ministerio de Minas y Energía, la tarifa que se aplica a los consumos operativos de las empresas de acueducto y alcantarillado, se liquidan a partir de 2007 con una contribución del 10%.

Fuente: www.ascingenieriasaes.com, www.cedemar.com.co; tarifas publicadas para aplicarse en el mercado de Nariño en el mes de diciembre de 2013.

3. TARIFAS USUARIOS PERTENECIENTES A LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS - ZNI -

El esquema tarifario para los usuarios ubicados en las zonas no interconectadas, se desprende igualmente de las leyes 142 y 143 de 1994. Las principales normas que se vienen aplicando desde el año 1996 hasta la fecha son:

- Resolución CREG 114 de 1996 (Aprueba la fórmula general para determinar el costo de operación del servicio y fórmula tarifaria para los usuarios de ZNI).
- Resolución CREG 77 de 1997 (Deroga la Resolución CREG 114 de 1996).
- Resolución CREG 91 de 2007 (Deroga la Resolución CREG 77 de 1997, y, establece la metodología general para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas).
- Resolución 161 de 2008 (Por la cual se modifica la Resolución CREG-091 de 2007)
- Resolución 97 de 2009 (Por la cual se aclara la definición de Mercado Relevante de Comercialización en las Zonas No Interconectadas y se adiciona un párrafo al artículo 29 de la Resolución CREG 091 de 2007).
- Resolución 57 de 2009 (Por la cual se actualizan los costos de inversión de las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas contenidos en la Resolución CREG 091 de 2007).
- Resolución 74 de 2009 (Por la cual se modifican las Resoluciones CREG 091 de 2007 y 161 de 2008).
- Resolución MINMINAS 182138 de 2007 (establece el modelo para aplicación de subsidios en las ZNI).

Con base en esta normatividad, las tarifas para los usuarios de las zonas no interconectadas, son notoriamente diferentes a las de las zonas interconectadas y en ellas se pretende reconocer los diversos costos de inversión en que incurra el prestador del servicio, al igual que los costos de administración, mantenimiento, operación, comercialización, costos de combustible (diferenciando la clase del mismo), costos de transporte de combustible y equipos.

Los costos de transporte están estandarizados teniendo en cuenta el sitio de abastecimiento más cercano con base en una tabla de grupos sectorizados a nivel del país de acuerdo a la resolución 091 (Nariño está en el grupo 3, litoral pacífico, cuyo centro de acopio es el puerto de Buenaventura).

Por otra parte, se reconocen también los costos de inversión en que se haya incurrido por la implementación del sistema de distribución (redes de media y baja tensión, transformadores de distribución, postes, estructuras de distribución, cable y todos aquellos elementos necesarios para llevar la energía desde bornes del generador hasta el usuario final).

Finalmente se reconocen costos por monitoreo del sistema de generación, independientemente de la tecnología utilizada. Este costo se refiere principalmente a los costos en que se incurre por adquisición de datos para monitoreo de los equipos y telemedición de energía finalmente servida a la población.

A pesar de que la principal tecnología de generación en las ZNI es el diésel (y lo seguirá siendo por mucho tiempo), la fórmula tarifaria establecida también reconoce los costos en que se incurre por la implementación de sistemas de generación con soluciones fotovoltaicas y microcentrales hidráulicas. Pensando en soluciones de este tipo, en el Departamento de Nariño se están gestando alianzas entre la academia en cabeza de la Universidad de Nariño, con entidades nacionales como la UPME, el IPSE y otras organizaciones como USAID, tendientes a proveer información y gestionar proyectos innovadores en los cuales la dependencia energética de las ZNI no sea exclusiva del diésel. La innovación está dirigida a pensar soluciones en las cuales, el diésel se vea acompañado de otras formas de energización, éste pasaría de ser un “todo”, a una “parte” del sistema de generación (soluciones híbridas).

En la actualidad se encuentra en estudio en la CREG la determinación de costos de inversión y gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) en los que se incurre por la implementación de otras tecnologías de generación que utilizan recursos renovables como la energía solar, energía eólica, sistemas híbridos, energía de la biomasa y pequeñas centrales hidroeléctricas. De estos estudios se toman algunos valores promedio del valor de la tarifa que se podría aplicar para recuperar costos de inversión en generación y costos de AOM. Los resultados se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1. Análisis tarifario y financiero de energías alternativas en Colombia

TECNOLOGIA	CAPACIDAD (W)	TOTAL SOLUCIONES	PERIODO DEPRECIACION PLANTA (AÑOS)	FACTOR DE DESPACHO DE PLANTA	TARIFA \$/kW-h	ENERGIA INDIVIDUAL GENERADA (kW-h/año)	TIEMPO DE RECUPERACION (AÑOS)	INVERSION EN LA PLANTA DE GENERACION
ENERGIA EOLICA	400	100	20	12.90%	6,785	452.02	5.00	\$10,748,228
HIBRIDO (DIESEL - SOLAR)	24000	1	20	15.60%	4,848	32,797.44	5.3	\$821,110,797
SISTEMA FOTOVOLTAICO	110	100	20	21.90%	7,725	211.03	5.50	\$3,560,447

Fuente: Estudio realizado por la empresa CORPOEMA, consultor de la CREG, año 2012

La fórmula tarifaria actual para cobro de la prestación del servicio de energía en las ZNI, está diferenciada para cada tecnología de generación empleada, y en esta se reconocen diversos costos en los que se incurre por la prestación del servicio al usuario final, los principales se describen a continuación:

3.1. CARGOS REGULADOS PARA LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

Los cargos máximos de generación, se calculan a partir de la inversión de cada tecnología, el costo de capital invertido, los gastos de AOM, y las horas de prestación del servicio.

La componente de inversión de los cargos regulados de generación, expresada en (\$/kWh), incluye los costos de adquisición, transporte, instalación, diseños, permisos

ambientales, almacenamiento de combustible, transformadores elevadores, equipos de telemedida y los necesarios para la puesta en operación de una central de generación, y depende del tamaño, tecnología, horas de prestación del servicio y el tipo de combustible de cada unidad de generación. De acuerdo con la regulación, algunos valores de remuneración por inversión se relacionan en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, Tabla 3 y Tabla 4.

Tabla 2. Componente de remuneración de inversiones y mantenimiento de unidades diésel de 1800 rpm (pesos de diciembre de 2006)

kW nominal	Inversión \$/kWh			Mantto. \$/kWh
	24 hr	12 hr	6 hr	
11	432,07	479,30	592,58	150,02
15	341,79	379,37	469,42	119,58
20	309,34	343,79	426,13	110,02
25	272,97	301,87	371,59	90,88
30	237,87	263,18	324,18	79,72
35	207,45	229,56	282,85	69,70
40	183,08	202,61	249,67	61,58
50	161,43	178,82	220,65	55,01
55	152,42	168,90	208,51	52,18
75	124,25	137,81	170,34	43,05
115	132,42	153,93	202,38	41,59
150	122,30	141,25	184,20	39,86
200	108,00	130,23	178,89	33,48

kW nominal	Inversión \$/kWh			Mantto. \$/kWh
	24 hr	12 hr	6 hr	
250	91,57	110,13	150,82	28,70
300	86,98	103,96	141,34	27,90
350	85,66	101,88	137,73	28,02
400	101,28	118,17	156,07	32,88
500	109,95	127,10	165,94	37,31
600	101,21	116,83	152,27	34,68
700	98,39	113,21	146,94	34,17
800	101,89	116,90	151,18	35,87
900	111,67	129,02	168,32	39,33
1000	119,63	136,99	176,73	40,66
1200	114,51	131,88	171,39	39,06
1500	131,33	150,51	194,33	46,24
2000 ó >	118,02	135,43	175,16	41,85

Fuente: Resolución CREG 057 de 2009.

Tabla 3. Componente de remuneración de inversiones en PCHs (pesos de diciembre de 2006)

Tipo de solución	RANGO kW		\$/kWh
	Mínimo	Máximo	
Micro Turbinas	1	100	307,34
Mini Centrales	100	1000	225,38
Pequeñas Centrales	1000	10000	122,93

Fuente: Resolución CREG 057 de 2009.

Tabla 4. Componente de remuneración de inversiones en PCHs (pesos de diciembre de 2006)

Solución Energética Implementada	RANGO kW		\$/Wp-mes
	Mínimo	Máximo	
Individual DC	0,05	0,1	439,75
Individual AC	0,075	0,5	422,16
Centralizado Aislado	0,3	10,0	296,69

Fuente: Resolución CREG 057 de 2009.

3.2. REMUNERACIÓN DE GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (AOM) PARA DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

Los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) están determinados para cada tipo de tecnología. Para el caso de la generación con combustibles fósiles se hace diferenciación para los costos en los que se incurre por generación con diésel y con Fuel Oil, reconociendo costos del combustible y de lubricante, transporte y almacenamiento. Para cada uno de estos casos, se encuentran desarrolladas las fórmulas de cálculo respectivas.

Para las otras tecnologías de generación los costos AOM se determinan como se indica a continuación:

Tabla 5. Costos máximos de AOM para sistemas de PCHs y fotovoltaicos (Costos a precios del año 2006).

TECNOLOGIA	COSTO MÁXIMO
PCH's PEQUEÑA ESCALA	44,78 \$/kWh
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	188,06 Wp-mes

Fuente: Resolución CREG 057 de 2009.

Los costos unitarios de AOM para tecnologías de generación no definidos en las resoluciones vigentes, podrán solicitarse a la CREG, quien los definirá en resoluciones particulares.

Considerando que los costos definidos están expresados en precios del año 2006, se hace necesario actualizarlos a precios de la fecha en que se pretenda facturar el cobro del servicio, para lo cual, se debe aplicar las siguientes fórmulas que involucran el Índice de Precio al Productor (IPP) de la fecha base en al año 2006 con el IPP del mes anterior al de la facturación.

3.3. FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DE CARGOS MÁXIMOS PARA GENERACIÓN DIESEL

La fórmula general para el cargo de generación con tecnología diesel está dada por

$$G_m = (CI_m + CM_m + M_m) + (CC_m + CL_m) * 1,1 + CP$$

En donde:

G_m = Cargo Máximo de Generación correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh), para cada mercado relevante.

CI_m = Costo de Inversión promedio.

CM_m = Costo de Mantenimiento promedio.

M_m = Costo de Monitoreo

CC_m = Costo promedio de Combustible correspondiente al mes m de prestación del servicio.

CL_m = Costo promedio de Lubricante correspondiente al mes m de prestación del servicio.

CP = Costo del consumo propio y pérdidas de transformación de la conexión del generador al sistema de distribución.

Las componentes de inversión, mantenimiento y de monitoreo se actualizarán aplicando razón entre los IPP base y actual, de la siguiente manera:

$$CI_m = CI_0 \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

$$CM_m = CM_0 \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

$$M_m = M_0 \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

En donde,

CI_0 = Costo de Inversión promedio ponderado por la energía generada en cada planta del parque de generación, determinado según lo dispuesto en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la res. CREG 091 de 2007, expresado en precios de la fecha base.

CM_0 = Costo de Mantenimiento promedio ponderado por la energía generada en cada planta del parque de generación, determinado según lo dispuesto en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la res. CREG 091 de 2007 expresado en precios de la fecha base.

IPP_{m-1} = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para el mes $m-1$ (mes anterior al de la facturación)

IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para la fecha base del cargo por generación.

M_o = Cargo que remunera la actividad de monitoreo, expresado en precios de la fecha base y establecido por la CREG en resolución posterior.

3.4. FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DE CARGOS MÁXIMOS DE GENERACIÓN PARA CENTRALES HIDROELÉCTRICAS A PEQUEÑA ESCALA

La ecuación que describe el cálculo de estos cargos máximos es

$$G_m = (G_o + AOM_o + M_o) \frac{IPP_{m-1}}{IPP_o}$$

en donde:

G_m = Cargo Máximo de Generación correspondiente al mes m de prestación del servicio.

G_o = Cargo Máximo de Inversión en Generación expresado en precios de la Fecha Base. Resulta de la suma de los componentes correspondientes a cada tecnología, establecidos en el literal b) del **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de resolución CREG 091 de 2007.

AOM_o = Cargo Máximo de Administración, Operación y Mantenimiento expresado en precios de la Fecha Base, establecido en el numeral **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la resolución CREG 091 de 2007.

IPP_{m-1} = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para el mes $m-1$. (mes anterior de la facturación)

IPP_o = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para la Fecha Base.

M_o = Cargo que remunera la Actividad de Monitoreo, expresado en precios de la Fecha Base.

3.5. FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DE CARGOS MÁXIMOS DE GENERACIÓN PARA SOLUCIONES FOTOVOLTAICAS INDIVIDUALES

En este caso se debe aplicar

$$G_m = [G_o + AOM_o] \frac{IPP_{m-1}}{IPP_o}$$

G_m = Cargo Máximo de Generación correspondiente al mes m de prestación del servicio.

G_0 = Cargo Máximo de Generación expresado en precios de la fecha base. Corresponde a la suma de los componentes correspondientes a cada tecnología de generación.

AOM_0 = Cargo Máximo de Administración, Operación y Mantenimiento expresado en precios de la Fecha Base, establecido en el numeral **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de resolución CREG 091 de 2007.

IPP_{m-1} = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para el mes $m-1$. (mes anterior al de facturación).

IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para la Fecha Base.

3.6. CARGOS POR USO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presentan los valores correspondientes al uso del sistema de distribución.

Tabla 6. Componente de remuneración de inversiones y de gastos de AOM en sistemas de distribución (pesos de diciembre de 2006)

Nivel de Tensión	Componente de Inversión \$/kWh	Componente de AOM \$/kWh	Total \$/kWh
n = 1	71,68	12,04	83,72
n = 2	11,69	2,42	14,11

Fuente: Resolución CREG 057 de 2009.

Cabe mencionar que aquellos sistemas de distribución expuestos al efecto de contaminación salina, tendrán derecho a una remuneración adicional de 12.5% por concepto de AOM sobre el valor de la componente de AOM expresados en la Tabla 6.

3.7. FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DE CARGOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN

Los cargos máximos de distribución expresados en pesos de la fecha base, se actualizarán con la siguiente fórmula general:

$$D_{mm} = D_{0n} \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

D_{mn} = Cargo Máximo de Distribución en el nivel de tensión n correspondiente al mes m de prestación del servicio.

D_{0n} = Cargo Máximo de Distribución en el nivel de tensión n establecido en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la Resolución CREG 091 DE 2007 y expresado en precios de la Fecha Base.

IPP_{m-1} = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para el mes $(m-1)$. (mes anterior al de facturación)

IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para la Fecha Base del cargo por distribución D_0 .

n = Nivel de tensión

3.8. CARGO MÁXIMO BASE DE COMERCIALIZACIÓN

El Cargo Máximo Base de Comercialización C^*_0 corresponde a un valor mensual de \$3.834 por Factura (\$ de diciembre de 2006), con las siguientes excepciones:

- El Cargo Máximo Base de Comercialización se variabilizará con el consumo mensual promedio del Mercado Relevante de Comercialización en el último año, expresado en kWh mes. En caso de nuevos mercados o de no existir dicha información se tomará el consumo promedio del Mercado Relevante de Comercialización más cercano del SIN.
- Cuando el comercializador con recursos propios instale medidores a los usuarios, adicionará un cargo mensual de \$2.000 a estos usuarios durante un periodo de cinco años.
- Cuando el consumo se determinan por aforos de carga el Cargo Máximo Base de Comercialización C^*_0 corresponderá a un valor mensual de \$2.739 por Factura (\$ de diciembre de 2006).

3.9. FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN DEL CARGO DE COMERCIALIZACIÓN

El Cargo de Comercialización se actualizará utilizando la siguiente fórmula:

$$C^*_m = C^*_0 \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Donde,

C^*_m = Cargo Máximo Base de Comercialización, expresado en pesos por factura, correspondiente al mes m de prestación del servicio.

C^*_0 = Cargo Máximo Base de Comercialización establecido en el 3.8 de Resolución CREG 091 de 2007, expresado en pesos por factura, a precios de la fecha base.

IPC_{m-1} = Índice de Precios al Consumidor reportado por la autoridad competente para el mes $(m-1)$.

IPC_0 = Índice de Precios al Consumidor reportado por la autoridad competente para la fecha base del Cargo por Comercialización C_0 .

3.10. FÓRMULA TARIFARIA PARA EL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS

Con base en el cálculo de las anteriores componentes: generación, distribución y comercialización, se procede a calcular finalmente la tarifa a aplicarse a los usuarios regulados de las ZNI, para lo cual, se hace necesario diferenciar entre los usuarios que tienen red y los que no tienen.

3.10.1. Tarifa para usuarios regulados en ZNI con red

Costo Unitario: $CU_{nm} = \frac{Gm}{1-p} + Dm,n + Cm$ (\$/kWh), en donde:

$CU_{n,m}$ = Costo unitario de prestación del servicio para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m .

m = Mes de prestación del servicio

n = Nivel de tensión

p = Fracción (o Porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n . Hasta tanto la Comisión no determine lo contrario, las pérdidas eficientes reconocidas serán del **10%**.

C_m = Costo de Comercialización del mes m , expresado en \$/kWh, que se calculará de la siguiente forma:

$$C_m = \frac{C^*_{mt}}{CFM_{t-1}}, \text{ en donde:}$$

C^*_{mt} = Cargo Máximo Base de Comercialización para el mes m del año t , expresado en \$/Factura.

CFM_{t-1} = Consumo Facturado Medio en cada mercado en el año t-1. (Total kWh vendidos a los usuarios dividido por el total de facturas expedidas, sin considerar las debidas a errores de facturación).

3.10.2. Tarifa para usuarios regulados en ZNI sin red

Para aquellas zonas en donde no se posee red de distribución, únicamente se deberán cobrar los cargos correspondientes a generación y comercialización, así:

$$CU_{nm} = Gm + C^*_m, \text{ donde}$$

Cargo Fijo: $CF_m = C^*_m$ (\$/Factura)

Cargo Variable: $CV_m = G_m$ (\$/W)

G_m = Cargo Máximo por Capacidad Disponible (\$/W-pico disponible) de que trata el literal c) del **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de la resolución CREG 091 de 2007 (remuneración de Inversión en generación)

C^*_m = Cargo Base de Comercialización de que trata el 3.8 de la Resolución CREG 091 de 2007

W = Capacidad disponible en W-pico por usuario, para el mes m de prestación del servicio.

3.11. SUBSIDIOS EN ZNI

Con base en lo dispuesto en la Ley 1117 de 2006 y la Resolución 182138 del 26 de diciembre 2007, la aplicación de los subsidios se realizará en **todas las ZNI del país**, a excepción del archipiélago de San Andrés Providencia y Santa Catalina, el cual tiene una regulación especial.

Los proyectos de PERS Nariño que se verán beneficiados con la aplicación de subsidios son :

1. ANÁLISIS DE OPORTUNIDADES ENERGÉTICAS CON FUENTES ALTERNATIVAS EN EL DEPARTAMENTO DE NARIÑO. (La gran mayoría de las soluciones planteadas en este proyecto están dirigidas al litoral pacífico nariñense)
2. ANÁLISIS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE RESIDUOS FORESTALES EN EL MUNICIPIO DE OLAYA HERRERA DEL DEPARTAMENTO DE NARIÑO.
3. IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS Y VERIFICACIÓN DE UN DISEÑO DE RED INALÁMBRICA RURAL PARA ACCESO A INTERNET EN LAS INSTITUCIONES EDUCATIVAS PERTENECIENTES A LAS COMUNIDADES NEGRAS DE LAS SUBREGIONES DE SANQUIANGA, PACÍFICO SUR, TELEMBÍ Y CORDILLERA.

Para mayor información sobre los proyectos, visitar: www.pers.udenar.edu.co

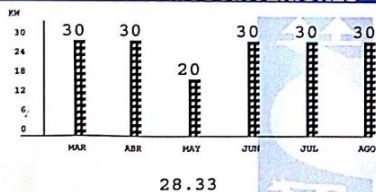
La resolución 182138/2007, obtiene el monto total de los subsidios a partir de la diferencia tarifaria entre usuarios y estratos de las ZNI, y las tarifas aplicadas en poblaciones semejantes del mismo departamento y que pertenezcan al SIN. La norma define el procedimiento de aplicación, señalando que en ningún momento los subsidios podrán exceder los valores del consumo básico de subsistencia. La totalidad de los subsidios a distribuirse dependerán de la vigencia presupuestal estimada, la cual, en caso de ser superada deberá aplicarse de manera proporcional.

Este esquema de subsidio, se aplica sobre los usuarios desde el estrato 1 al 3, el estrato 4 y el sector oficial no reciben subsidio. El estrato 5, 6 y el sector comercial e industrial pagan impuesto de contribución del 20%, tal como lo hacen en las zonas interconectadas en el resto del país.

En conclusión, el esquema tarifario para las ZNI, en su intento por reconocer todos esos costos ocasionados por la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica, va a estar por encima de la tarifa regulada para los usuarios conectados al SIN. Este incremento se evidencia sin importar cuál sea la tecnología de generación utilizada ni la aplicación de los subsidios a que haya lugar, e inclusive ni con los acuerdos gestionados por las comunidades ante las empresas prestadoras del servicio. Esto es especialmente notorio cuando las empresas son de orden estatal, administradas y operadas por los entes territoriales locales ya que en algunas localidades se hace caso omiso a la aplicación de la regulación vigente, tal como se observa en la figura 5, en donde la empresa municipal aplica el subsidio a un usuario del sector comercial, dando a entender que aún no se acoge a la normatividad vigente en la cual los subsidios solamente se aplican a los estratos 1 al 3, y sobre los valores de consumo básico de subsistencia, tal como se ha venido insistiendo en este documento. Generalmente esta situación es ocasionada por las presiones sociales y políticas y la cultura del “no pago” muy normal en la zona pacífica Nariñense.

En la factura presentada en la Figura 5, se observa la aplicación del cobro del servicio, a un usuario del sector comercial en ZNI del pacífico Nariñense. En esta, se aplica una tarifa de 958 \$/kWh, el subsidio aplicado es de 272.19 \$/kWh, sobre los primeros 200 kWh/mes, que coincidentalmente concuerdan con el consumo de subsistencia establecido para estas zonas antes de la aplicación de la resolución UPME 0355 de 2004. Finalmente, el usuario recibe un subsidio de \$50.627,34. El cobro de alumbrado público es un impuesto que todos los usuarios a los que se les factura el servicio de energía eléctrica deben pagar, y para este, las tarifas se establecen mediante acuerdos emitidos por los Honorables Concejos Municipales, ya que, el servicio de alumbrado público es responsabilidad del Municipio, quien puede hacerlo directamente o por intermedio de un tercero mediante la figura de concesión.

Figura 5. Factura de servicio de energía en un municipio de las ZNI de Nariño.

SERVICIO MUNICIPAL DE ENERGIA			
BOCAS DE SATINGA (NARIÑO)		GOBIERNO COMUNITARIO	
Edificio Acueducto Municipal - Calle Policarpa		NIT. 800.099.113-1	
DATOS DEL CLIENTE		Para cualquier consulta su CODIGO DE CLIENTE ES:	
GRANERO LA ISLA 2/ALONSO BELALCAZAR La Isla C.1a Estrato :Comercial Medidor No. : Meses Adeudados: 1		09980	
DATOS DEL CONSUMO		Factura N° 145018	
Costo KW Base: \$958.09		DETALLES DE LA CUENTA	
SU CONSUMO PERTENECE AL MES DE: Septiembre		Consumo Basico 178,204.74	
LECTURA		Consumo Comple 9,602.60	
LECTURA		-Subsidio 50,627.34	
CONSUMO		VALOR NETO..... 137,180.00	
TABLA DE CONSUMO		+Alumb. Publico 1,760.00	
200 187- 400 \$ 685.90			
401-999999 \$ 685.90			
CONSUMOS ANTERIORES		-Ajuste al Peso (40.00)	
		TOTAL..... 138,900.00	
GRACIAS POR SEGUIR SIENDO UN USUARIO CUMPLIDO CON EL PAGO DE SU FACTURA LE ANIMAMOS PARA QUE CONTINUE CON ESA EFICIENCIA EN ESTE NUEVO AÑO FECHA CORTE OCTUBRE 30 DE 2013			
PERIODO FACTURADO	FACTURA EXPEDIDA	FECHA LIMITE DE PAGO	TOTAL A PAGAR
Del 31/08/2013 Al 30/09/2013	30/09/2013	24 de Octubre de 2013 SUSPENSIÓN POR NO PAGO 30 de Octubre de 2013	138,900.00

4. PROCESOS Y PROBLEMAS IDENTIFICADOS AL INTERIOR DE ALGUNAS EMPRESAS OPERADORAS DE RED EN ZNI

La prestación del servicio de energía eléctrica a usuarios finales en las ZNI presenta una problemática generalizada desde la óptica de las empresas operadoras, sin importar su naturaleza estatal, mixta o privada y se describe fundamentalmente en cuatro aspectos:

4.1. DIFÍCIL RECAUDO

La ya mencionada y bien conocida cultura del “no pago” y la cartera vencida irre recuperable, generan niveles de recaudo muy bajos con graves consecuencias como la desmotivación inversionista por parte de empresarios privados o gestores de proyectos, poca expansión de redes ampliación de cobertura y por supuesto pérdidas no técnicas traducidas en conexiones fraudulentas.

4.2. INFRAESTRUCTURA EN MAL ESTADO

Las condiciones técnicas deterioradas se aprecian en la mayoría de los elementos de la infraestructura eléctrica: equipos de generación, medida, transformación, redes de distribución en media y baja tensión, postes, estructuras y herrajes, acometidas a usuarios, medidores e instalaciones eléctricas internas. A excepción de algunos circuitos relativamente nuevos, las instalaciones carecen de sistemas de puesta a tierra, los conductores no cumplen con los límites de regulación y pérdidas, hay muy poca aplicación de la norma RETIE y RETILAP. Lo anterior es ocasionado principalmente porque las redes se han ido construyendo por “retazos”, y no es extraño observar empalmes entre conductores de cobre y aluminio sulfatados que en su mayoría los ha realizado el usuario en su afán de conectarse a la red de distribución, o troncos de guadua, tubos metálicos o cualquier otro elemento haciendo las veces de poste para poder suspender un improvisado alambre de aluminio como acometida, etc.

4.3. DIFÍCIL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO

A la situación descrita en el punto anterior, se le suma los pocos recursos económicos y técnicos para atender las eventualidades ocurridas principalmente por daños en los equipos de generación, cuyos componentes electrónicos sufren por las fluctuaciones de tensión y sobre-corrientes en la red. Estos cambios son ocasionados generalmente por descargas atmosféricas y daños en las redes de distribución que afectan los niveles de voltaje con consecuencias técnicas lamentables.

Entre otros factores que ocasionan dificultades en el mantenimiento de los diversos componentes de la infraestructura eléctrica se encuentran la lejanía de los sectores, el difícil acceso y poca disponibilidad en campo de repuestos y muy escaso personal con la experiencia y formación técnica específica. A esto se le suman los altos costos que significa trasladar equipos y el personal técnico experto desde otras geografías del territorio nacional hasta la zona particular a atender.

4.4. ESCASEZ Y COSTOS ELEVADOS DE LOS REPUESTOS

Un claro ejemplo de esta situación es el daño que se presenta en repetidas ocasiones en la tarjeta electrónica AVR, dispositivo del equipo de generación encargado de la regulación y control de voltaje, y que tiene un costo de 5000 a 12000 dólares dependiendo de la potencia del circuito. La generación de energía en ZNI requiere de dispositivos electromecánicos que no son de alta demanda en los mercados distribuidores del sector eléctrico, en estas regiones apartadas de los centros regionales de acopio la falta de distribuidores es prácticamente nula.

4.5. RECOMENDACIONES Y POSIBLES POLÍTICAS PÚBLICAS

A continuación se sintetizan varias recomendaciones en las que se puede profundizar para justificar desde la academia ante los entes territoriales como políticas públicas, susceptibles de implementarse en los planes de desarrollo.

- Promocionar e implementar en los planes de desarrollo de los entes territoriales directamente relacionados con la problemática, incentivos económicos, fiscales y tributarios a aquellas empresas y/u organizaciones que se dediquen a la prestación del servicio y gestión de soluciones energéticas renovables no convencionales en ZNI. La entrada en vigencia de la ley 096 de 2012 “Ley de energías renovables” servirá de apoyo para la justificación de este propósito.
- Promocionar e incentivar las alianzas público – privadas interesadas en gestionar proyectos de energización sostenible en las ZNI.
- Reestructurar el esquema de subsidios y contribución en ZNI, de tal manera que los únicos beneficiarios de subsidio sean los estratos 1 y 2.
- Incrementar considerablemente el pago de contribución para el sector financiero (banca), por el contrario, implementar alivios de tipo económico a los usuarios del sector industrial.
- Incrementar el pago de contribución a las empresas de servicios públicos estatales, mixtas y privadas, las cuales, en la actualidad tienen ciertas excepciones en el pago de contribución.
- Posibilitar y regular la implementación de un esquema de mercado energético en el cual el usuario se beneficie económicamente con la inyección de energía autogenerada a la red eléctrica.

**Plan de Energización Rural Sostenible para
el Departamento de Nariño
(PERS-NARIÑO)**

Convenio Interinstitucional 110 de 2012

Universidad de Nariño

José Edmundo Calvache
RECTOR

Andrés Pantoja
COORDINADOR TÉCNICO PERS

Darío Fajardo
COORDINADOR ADMINISTRATIVO PERS

**Unidad de Planeación Minero Energética
(UPME)**

Ángela Cadena
DIRECTORA GENERAL

Olga Leandra Rey
COORDINADORA TÉCNICA PERS

Brenda Roncancio
COORDINADORA ADMINISTRATIVA PERS

**USAID, Programa de Energías Limpias para
Colombia (CCEP)**

José Eddy Torres
DIRECTOR GENERAL
COORDINADOR TÉCNICO PERS

Catalina Álvarez
SUBDIRECTORA
COORDINADORA ADMINISTRATIVA PERS

**Instituto de Planificación y Promoción de
Soluciones Energéticas para las Zonas no
Interconectadas (IPSE)**

Carlos Neira
DIRECTOR

Jairo Quintero
COORDINADOR TÉCNICO PERS