



METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL SUBSIDIO PARA PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

ESTABLECIDO MEDIANTE LA LEY 58 DE 30 DE MAYO DE 2011

Aprobado mediante Resolución AN No. 4839-Elec de 26 de octubre de
2011

Octubre de 2011

ÍNDICE

I.	INTRODUCCIÓN.....	1
II.	ANTECEDENTES.....	1
III.	DEFINICIÓN DE TÉRMINOS.....	2
IV.	METODOLOGÍA.....	3
IV.1	Aporte a la Inversión de Proyectos de Electrificación Rural (PER).....	3
IV.1.1	Extensiones de Líneas.....	3
IV.1.2	Sistemas Aislados.....	5
IV.2	Aporte del Estado al costo de prestar el servicio de distribución y comercialización en las zonas con Proyectos de Electrificación Rural.....	6
IV.2.1	Extensiones de Líneas.....	6
IV.2.2	Sistemas Aislados.....	7
IV.3	Balance o Conciliación.....	8
IV.4	Periodo de aplicación del Aporte o Subsidio.....	8
IV.5	Actualización dentro del Periodo Tarifario.....	9
V.	PRESUPUESTO DE LAS INVERSIONES DEL PER.....	10
VI.	CÁLCULO DEL COSTO PERMITIDO DE PRESTAR EL SERVICIO POR PARTE DE ASEP.....	13

METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL SUBSIDIO PARA IMPULSAR LA EQUIDAD EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA ÁREAS RURALES

I. INTRODUCCIÓN

Los Proyectos de Electrificación Rural (PER) se efectúan en áreas de muy baja densidad de población, con una alta dispersión, resultando en áreas no rentables, por lo que la Oficina de Electrificación Rural (OER) desarrollará estos proyectos bajo el esquema de subsidio a la inversión, suministrando los fondos necesarios para la realización de estas obras.

La OER evaluará las opciones para la prestación del servicio en el área respectiva por electrificar, entendiéndose que la mejor opción será la que requiera el menor costo de inversión y el menor subsidio a la operación por la prestación del servicio eléctrico. Al concesionario de distribución seleccionado le corresponderá prestar el servicio eléctrico y estará obligado a incorporar a su zona de concesión el área electrificada.

Este documento tiene por objeto establecer los términos y condiciones de la metodología para el cálculo de subsidio que debe pagar la OER resultante de la construcción de redes de distribución y servicio eléctrico en áreas rurales, el cual corresponderá anualmente a la diferencia no cubierta de los costos anuales por un periodo de hasta cuatro años. Finalizado este periodo, dichos costos pasarán a formar parte del costo medio de prestar el servicio en la concesión.

II. ANTECEDENTES

- Conforme al artículo 95 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, le corresponde al Órgano Ejecutivo, a través de la Oficina de Electrificación Rural (OER), promover la electrificación en las áreas rurales no servidas, no rentables y no concesionadas, para lo cual programará los proyectos y asignará los recursos necesarios con el objeto de cumplir con tal finalidad.
- De acuerdo al artículo 79 del Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998, reglamentario de la Ley Sectorial de Electricidad, corresponde a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos aprobar normas técnicas especiales para Proyectos de Electrificación Rural (PER).
- La OER promueve a través de concesionarios del servicio público de distribución y comercialización existentes, la expansión de líneas de distribución desde el límite de la zona de concesión a áreas actualmente no concesionadas y no rentables, en comunidades que están más allá de los 500 metros de las líneas existentes.

- De acuerdo a la Ley 58 de 30 de marzo de 2011, por la cual se modifica y adiciona a la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 sobre el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad, con el objetivo de impulsar la equidad en el suministro de energía eléctrica en las áreas rurales, corresponde a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos establecer la metodología para el cálculo del subsidio que debe pagar la OER.

III. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS

Para el presente documento se definen los siguientes términos:

1. Proyectos de Electrificación Rural (PER): Proyectos para el servicio de suministro de energía eléctrica a clientes ubicados en las áreas no servidas, no rentables y no concesionadas, susceptible de ser prestado por sistemas interconectados o descentralizados de generación de energía eléctrica, de características adecuadas a las particularidades de la demanda que se debe satisfacer.
2. Prediseño: Diagrama esquemático que describe las redes del Proyecto de Electrificación Rural, el cual contiene como mínimo la cantidad de líneas de media tensión, baja tensión y tensión combinada, cantidad de viviendas, paredillas, instalaciones eléctricas residenciales, acometidas y centros de transformación.
3. Baja tensión: Voltaje igual o inferior de 600 voltios.
4. Media tensión: La tensión mayor a 600 V y menor a 115 kV.
5. Tensión combinada: Combinación de media tensión con baja tensión.
6. OER: Oficina de Electrificación Rural.
7. Extensiones de líneas: Servicio de extender las líneas de distribución de Media y/o Baja Tensión desde el punto de conexión con la línea eléctrica existente del Concesionario seleccionado, hasta el área no servida y no concesionada determinada por la OER.
8. Sistemas aislados: Servicio de electricidad a través de sistemas descentralizados con una demanda máxima hasta de cincuenta (50) MW, el cual podrá ser prestado por una sola empresa encargada de la generación, transmisión y distribución. Se incluyen los sistemas fotovoltaicos para el suministro eléctrico.
9. Clientes base: Cantidad de viviendas inventariadas en las comunidades que conforman el PER.
10. Clientes reales: Cantidad de clientes, ya sea viviendas o locales comerciales electrificados en las comunidades que conforman el PER en operación.
11. Consumo real: Consumo facturado a los clientes reales de las comunidades que conforman el PER.
12. IMPER: Ingreso máximo permitido para electrificación rural.
13. IMP_U Distribución: Cargo unitario de distribución para electrificación rural.

14. IMP_U Pérdidas: Costo unitario de pérdidas para electrificación rural.
15. ASEP: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.
16. Presupuesto a Detalle: Documento que el oferente presenta a la OER conteniendo una lista de precios unitarios de estructuras, unidades constructivas, lista de materiales, cantidades y desglose de la estructura de costos que constituyen el monto total de las obras de construcción de un PER.

IV. METODOLOGÍA

Para determinar los subsidios del Estado para los Proyectos Electrificación Rural, se deberá aplicar la metodología que se detalla a continuación:

IV.1 Aporte a la Inversión de Proyectos de Electrificación Rural (PER)

Determinado el prestador por la Oficina de Electrificación Rural y el valor inicial de las instalaciones necesarias, la OER destinará los fondos requeridos para la realización de los proyectos. El concesionario de distribución seleccionado asumirá la prestación del Servicio.

La OER y la empresa distribuidora del servicio eléctrico se reservan el derecho de acordar que la empresa distribuidora, dentro del marco de la Ley 58 del 30 de mayo de 2011, destine su aporte al Fondo del Electrificación Rural directamente a las inversiones del PER.

IV.1.1 Extensiones de Líneas

La OER aportará el 100% de los fondos requeridos para la realización de los proyectos de Electrificación Rural, dentro de los cuales se podrán incluir el costo del cargo por conexión de cada suministro y las instalaciones internas, conformadas por lo menos de lo siguiente:

- Paredilla
- Receptáculo para medidor
- Tipo de Entrada
- Interruptor principal
- Dos (2) focos fluorescentes
- Dos (2) interruptores
- Dos (2) tomacorrientes
- Materiales y accesorios

Para el cálculo del subsidio de inversión se procederá de la siguiente forma:

De forma anual la OER debe identificar y priorizar las zonas rurales no servidas, no rentables y no concesionadas, para definir las comunidades que formarán parte de los PER que serán requeridos y calcular los subsidios de inversión por cada uno de ellos.

1. Para cada PER o grupo de PER la OER proveerá a la empresa de distribución a que corresponda al área a electrificar, la descripción del proyecto a través de la presentación de un prediseño de las redes del PER, con la siguiente información mínima:
 - Ubicación geográfica y características del tipo de conexión que se requiere.
 - Proyección de materiales para el alumbrado público de la nueva red.
 - Proyección de empalmes, medidor, costo de conexión de las redes internas a requerirse.
 - Esquemático de prediseño de la red del PER que incluya como mínimo las siguientes cantidades:
 - √ Metros de líneas de media tensión, baja tensión y/o combinado.
 - √ Viviendas
 - √ Acometidas
 - √ Centros de transformación
 - El PER podrá incluir en su esquemático de prediseño las siguientes cantidades:
 - Paredillas
 - Instalaciones eléctricas residenciales
2. La empresa de distribución eléctrica realizará la inspección en campo de cada PER (en caso de requerirse) y presentará a la OER un presupuesto a detalle, que podrá incluir las instalaciones internas de las viviendas.
3. La OER verificará el presupuesto presentado por la empresa de distribución eléctrica contra el estimado de inversión calculado por ellos previamente con el fin de determinar la aprobación.
4. Si la diferencia entre el presupuesto presentado por la empresa de distribución eléctrica y el estimado por la OER es diferente en un valor no mayor a $\pm 10\%$, el presupuesto será aprobado. En caso contrario, el presupuesto presentado por la empresa de distribución eléctrica será revisado y sustentado (de requerirse) hasta unificar las diferencias para la aprobación del presupuesto del costo de la inversión.
5. Una vez aprobado por la OER el costo de la inversión de cada PER, así como el costo de las instalaciones internas, las partes procederán a firmar el respectivo contrato de ejecución de obras del PER.
6. La OER realizará los trámites con las Autoridades competentes para los derechos de servidumbre que se requieran para la ejecución del PER.

7. La OER aportará el 100% del monto requerido para la inversión del PER.
8. La empresa de distribución procederá a construir las instalaciones.
9. La OER se reserva el derecho de construir las instalaciones, de conformidad con las normas de construcción de redes de distribución aérea vigentes según sea el prestador seleccionado.

IV.1.2 Sistemas Aislados

Para los PER que se desarrollen como sistemas aislados que no sean a través de los concesionarios, se utilizará el proceso de libre competencia o licitación, para que los interesados presenten sus propuestas técnicas y económicas, la cual contendrá el detalle de ingeniería de las obras a ejecutar.

Para el caso que se desarrolle un sistema de red de distribución, la Oficina de Electrificación Rural preparará la siguiente información mínima en el documento de licitación:

1. Ubicación geográfica del PER (Coordenadas UTM)
2. Determinación de la fuente de energía primaria, describiendo el sistema de generación a utilizar.
3. Proyección de materiales para el alumbrado público de la nueva red.
4. Proyección de empalmes, medidor, costo de conexión de las redes internas a requerirse.
5. Esquemático de prediseño de la red del PER que incluya como mínimo las siguientes cantidades:
 - Metros de líneas de media tensión, baja tensión y/o combinado.
 - Viviendas
 - Acometidas
 - Centros de transformación
6. El PER podrá incluir en su esquemático de prediseño las siguientes cantidades:
 - Paredillas
 - Instalaciones eléctricas residenciales

Para el caso que el desarrollo sea a través del suministro y montaje de sistemas fotovoltaicos, la OER preparará la licitación considerando la cantidad de viviendas o locales, las instalaciones eléctricas y el Modelo de Gestión del PER para la prestación del servicio eléctrico.

La OER se reserva el derecho de construir las instalaciones siguiendo las normas de construcción eléctrica de la República de Panamá.

IV.2 Aporte del Estado al costo de prestar el servicio de distribución y comercialización en las zonas con Proyectos de Electrificación Rural

Para el cálculo del subsidio se procederá de la siguiente forma:

IV.2.1 Extensión de Líneas

1. El Aporte del Estado (AE) será la diferencia entre el Ingreso Máximo Permitido para Electrificación Rural ($IMPER_{Base}$) y el Ingreso Estimado del semestre (p), el que se efectuará a la empresa de distribución en un solo pago por semestre.

$$AE_p = IMPER_{Base,p} - Ingreso Estimado_p$$

2. Una vez iniciada la operación del PER, se calculará el $IMPER_{Base}$ del semestre con el precio promedio (B./ kWh) que se establezca como costo de prestar el servicio en el área establecida en el IMP_U Distribución y el IMP_U Pérdidas multiplicados por el consumo base y por los seis meses del semestre, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$IMPER_{Base,p} = \sum_1^p Consumo Base \times IMP_U Distribución_p + \sum_1^p Consumo Base \times IMP_U Pérdidas$$

Donde:

$$Consumo Base = Consumo Unitario Base \times Clientes Base$$

El consumo unitario base representa el consumo unitario determinado por la OER para los proyectos PER que se ha fijado en sesenta kilowatts-hora (60 kWh) por mes.

La cantidad de viviendas base representa la cantidad total de viviendas inventariadas en las comunidades que conforma el PER.

Los valores del IMP_U Distribución y del IMP_U Pérdidas serán calculados por ASEP y establecidos mediante Resolución.

3. El Ingreso Estimado será calculado con los cargos tarifarios del VAD¹ (Valor Agregado de Distribución) y el de pérdidas de energía de la tarifa vigente que se aplicará a las viviendas base y al consumo unitario base. La fórmula para su determinación es la siguiente:

¹ Son los componentes o cargos de comercialización, distribución y alumbrado público (sistema), de acuerdo con lo establecido en la Ley 6 de 3 febrero de 1997.

$$\text{Ingreso Estimado}_p^{VAD} = \sum_{1, \text{Viviendas Base}}^p \text{Cargo Fijo} + \sum_{1, \text{Viviendas Base}}^p (\text{Consumo Base} - 10) \times \text{Cargo variable del VAD} + \sum_{1, \text{Viviendas Base}}^p (\text{Consumo} - 10) \times \text{Cargos de Pérdidas de distribución}$$

IV.2.2 Sistemas Aislados

1. En el caso de los sistemas aislados, bajo el esquema de organización diferente a un concesionario de distribución eléctrica para prestar el servicio en áreas rurales, a través de cooperativas, municipios, juntas comunales, la OER aportará semestralmente la diferencia no cubierta de los costos de mantenimiento y operación de estos sistemas. De acuerdo a la siguiente expresión:

$$AE_p = \text{Costos AOM}_p - \text{Ingreso}_p$$

Donde:

Costos AOM_p: Costos de administración, operación y mantenimiento del sistema aislado por periodo.

Ingreso_p: Ingreso recaudado por la prestación del servicio de electricidad del periodo.

De ser el ingreso mayor a los costos, se deducirá del aporte del siguiente semestre.

Los costos AOM del sistema aislado están dados por la siguiente expresión:

$$\text{Costos AOM}_{\text{Totales}} = [(\%OM \times I_i) + (\%ADM \times I_i) + Dep + (Rent \times \text{Activos Netos})] [B/.]$$

Donde:

%OM: Porcentaje atribuible a los costos por los servicios de operación y mantenimiento del sistema aislado.

%ADM: Porcentaje atribuible a los costos por los servicios de administración del sistema aislado.

I_i: Inversión inicial

Dep: Costo de depreciación del sistema en base a su vida útil.

Rent: Rentabilidad del sistema aislado.

2. La tarifa de electricidad que se cobrará a los usuarios de los sistemas aislados que no sean de la distribuidora será igual a la que establezca la empresa distribuidora más cercana al área geográfica servida y el subsidio se determinará de acuerdo a la diferencia que haga falta para cubrir el costo de prestar el servicio en el área.

3. Para los fines de certificar la diferencia entre los costos de administración, operación y mantenimiento y los ingresos recaudados por la prestación del servicio, la organización que preste el servicio mediante el sistema aislado, preparará los estados financieros autorizados por periodo.
4. En el caso de los sistemas fotovoltaicos por vivienda o cliente, la tarifa mensual por el servicio de electricidad será la que establezca la OER.
5. En el caso de desarrollos de sistemas aislados a través de un distribuidor la tarifa a aplicar será la de la empresa distribuidora. El cálculo del subsidio en estos casos será el que aplica para las extensiones de líneas.
6. La OER se reserva el derecho de administrar los sistemas aislados.

IV.3 Balance o Conciliación

Treinta días (30) después de finalizado cada semestre, se realizará un balance para determinar las diferencias entre el Ingreso Estimado con los cargos del VAD y los clientes base y el Ingreso Real que se generó, a partir de la facturación real de las viviendas electrificadas aplicándoles los cargos del VAD correspondiente.

$$\text{Saldo}_p = (\text{Ingreso Estimado}_p^{\text{VAD}} - \text{Ingreso Real}_p^{\text{VAD}}) \times (1 + r)^{1/2}$$

$$\begin{aligned} \text{Ingreso Real}_p^{\text{VAD}} = & \sum_{1,\text{Clientes real}}^p \text{Cargo Fijo} + \sum_{1,\text{Clientes real}}^p (\text{Consumo Real} - 10) \times \\ & \text{Cargo variable del VAD} + \sum_{1,\text{Clientes real}}^p (\text{Consumo Real} - 10) \times \\ & \text{Cargo de Pérdidas de distribución} \end{aligned}$$

Este saldo será actualizado con la tasa de descuento r , calculada como el promedio de las tasas de interés anual para préstamos bancarios comerciales a menos de un año, de acuerdo a la información oficial producida por la Superintendencia de Bancos de Panamá. Dicho promedio corresponderá al promedio de los seis (6) meses anteriores.

Este balance será incorporado al Aporte del Estado del siguiente semestre. De ser el ingreso real mayor al estimado, se deducirá del aporte del siguiente semestre.

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos aprobará el balance semestral del proceso de conciliación.

IV.4 Periodo de Aplicación del Aporte o Subsidio

La OER hará los aportes (Aporte del Estado) por la diferencia no cubierta de los costos de prestar el servicio de distribución y comercialización en las zonas rurales con Proyectos de Electrificación Rural (PER), aplicando la metodología descrita por un periodo de hasta

cuatro (4) años. Finalizado este periodo para cada PER, sus costos pasarán a formar parte del costo medio de prestar el servicio en la concesión y no recibirán más subsidio de la OER.

En el caso de los sistemas aislados, si transcurridos los cuatros años, estos sistemas aislados no han sido incorporados a las redes de distribución de un concesionario, el subsidio se renovará anualmente, hasta tanto los mismos sean incorporados a la concesión de una empresa distribuidora.

IV.5 Actualización dentro del Periodo Tarifario

1. Los cálculos del IMP_U Distribución y del IMP_U de Pérdidas para los Proyectos de Electrificación Rural, se revisarán y aprobarán para cada periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias, según establece el Artículo 100 de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997.
2. Los valores del IMP_U Distribución y del IMP_U de Pérdidas de los Proyectos de Electrificación Rural se ajustarán semestralmente como se indica a continuación:
 - IMP_U Distribución (sin pérdidas) se actualizará con el Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado por la Contraloría General de la República para los periodos correspondientes con la fórmula siguiente:

$$IMP_U \text{ Distribución }_p = IMP_U \text{ Distribución }_{p-1} \times \frac{IPC_{p-2}}{IPC_{p-3}} \left[\frac{B/.}{kWh} \right]$$

Donde:

IMP_U Distribución: IMP_U Distribución sin pérdidas de energía

p: Semestre en el cual se aplicará el cargo actualizado.

p-1: Semestre anterior al semestre en el cual se aplicará el cargo actualizado.

p-2: Semestre anterior al semestre p-1.

p-3: Semestre anterior al semestre p-2.

- El IMP_U de pérdidas se actualizará con los costos de abastecimiento monómicos ($CA_{monómico}$)² para los periodos correspondientes, de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$IMP_U \text{ Pérdidas }_p = IMP_{U,0} \text{ Pérdidas }_p \times \frac{CA_{Monómico \ p-1}}{CA_{Monómico \ 0}} \left[\frac{B/.}{kWh} \right]$$

² Se refiere a los costos totales de potencia, energía, servicios auxiliares y transmisión dividido entre la suma de la energía total (contratada y Mercado Ocasional).

Donde:

IMP: IMP de pérdidas de energía

p: Semestre en el cual se aplicará el cargo actualizado.

p-1: Semestre anterior al semestre en el cual se aplicará el cargo actualizado.

o: Semestre del IMP original.

$$CA_{\text{Monómico } p-1} = CMM_{p-1} + CTrans_{p-1} + PTrans_{p-1}$$

CMM_t: es el costo monómico (incluyendo potencia y energía en el sistema de generación y demás costos del mercado mayorista) en $\left[\frac{B/.}{MWh}\right]$.

CTrans: es el costo unitario en el sistema de transmisión en $\left[\frac{B/.}{MWh}\right]$.

PTrans: es el costo de las pérdidas en transmisión en $\left[\frac{B/.}{MWh}\right]$.

$$CAMonómico_o = CMM_o + CTrans_o + PTrans_o$$

Para el caso de los sistemas aislados se segregará para utilizar el costo monómico (CMM) de los costos de generación para suplir el área y no tendrá costos del sistema de transmisión ni de pérdidas del sistema de transmisión.

V. PRESUPUESTO DE LAS INVERSIONES DEL PER

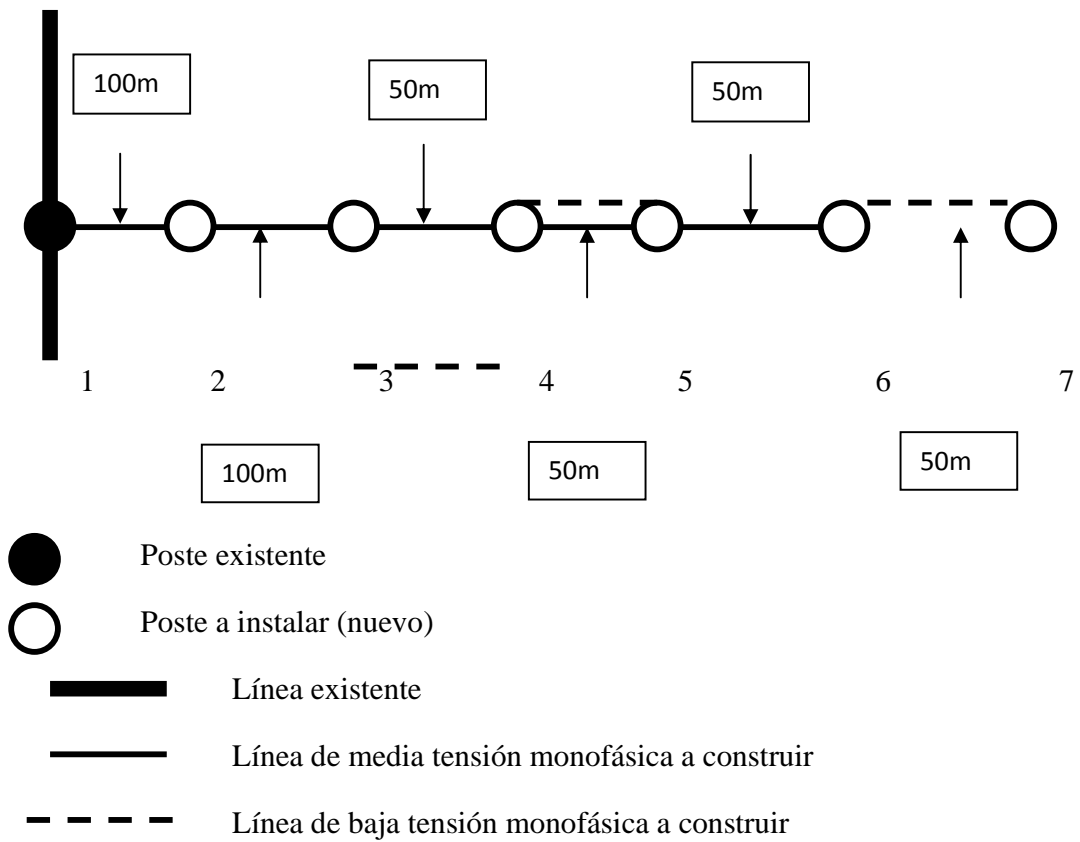
1. Los tipos de construcción del tipo aéreo que usualmente se hacen son cuatro (4) a saber:
 - Trifásico, media tensión
 - Monofásico, media tensión
 - Monofásico, media tensión y baja tensión,
 - Monofásico, baja tensión.

Se definen cada uno así:

- a. Trifásico, media tensión: es el vano de línea entre dos postes adyacentes, medido en metros, el cual tiene tres conductores en media tensión y un conductor neutral, o sea cuatro conductores.
- b. Monofásico, media tensión: es el vano de línea entre dos postes adyacentes, medido en metros, el cual tiene un conductor en media tensión y un conductor neutral, o sea dos conductores.

- c. Monofásico, medía tensión y baja tensión: es el vano de línea entre dos postes adyacentes, medido en metros, el cual tiene un conductor en media tensión, un conductor neutral, y dos conductores en baja tensión, o sea cuatro conductores.
 - d. Monofásico, baja tensión: es el vano de línea entre dos postes adyacentes, medido en metros, el cual tiene un conductor neutral y dos conductores en baja tensión, o sea tres conductores.
2. Para establecer el presupuesto debe considerarse que cada uno de los cuatro tipos de construcción tiene un costo por Metro Lineal distinto, por lo cual el costo de una extensión de línea se determina considerando los metros de cada tipo que conforman la línea, y luego se suman los costos de cada uno de los tipos de línea que conforman la extensión de línea, para dar con el costo de la extensión de línea.
 3. Para los Proyectos de Electrificación Rural (PER) que se ubiquen dentro de los 500 metros de las líneas de distribución existentes se utilizará la Tabla de Costos Unitarios por metro lineal aprobada.
 4. Para proyectos más allá de los 500 metros de las líneas existentes, la OER en cada caso, realizará el prediseño de las redes del PER y la distribuidora verificará el mismo; y de estar de acuerdo con las normas de diseño y construcción de la distribuidora, ésta confeccionará un presupuesto a detalle utilizando sistemas informáticos. La OER deberá aprobar los costos del presupuesto final que realice la distribuidora.

Ejemplo: Una extensión de línea de 400 metros con el siguiente diseño.



VI. CÁLCULO DEL COSTO PERMITIDO DE PRESTAR EL SERVICIO POR PARTE DE ASEP.

El costo permitido de prestar el servicio será calculado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) y establecido mediante Resolución para que sea utilizado en el cálculo del subsidio.

El costo permitido IMP_U Distribución y el IMP_U Pérdidas lo calculará la ASEP considerando las ecuaciones derivadas de las formulaciones generales establecidas en el Régimen Tarifario del Servicio Público de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, y se calcularán de la siguiente forma:

$$IMP_U \text{ Distribución} = \text{Carga Unitario de Distribución por kWh} \left[\frac{B/.}{kWh} \right]$$

$$= \frac{(VPN)[ADM_t + OM_t + COM_t + ALUMPU_t]}{(VPN)[\sum_{i=1}^t \text{Energía facturada}]}$$

Donde:

Costos de Administración (ADM):

$$LN(ADM) = A \times LN(C) + K$$

$$ADM = e^K \times C^A$$

Costos de Operación y Mantenimiento de Distribución (OM):

$$LN(OM) = A \times LN(D) - B \times LN\left[\frac{D}{C}\right] + K$$

$$OM = e^K \times D^A \times \left[\frac{D}{C}\right]^{-B}$$

Costos de Comercialización (COM):

$$LN(COM) = A \times LN(C) + K$$

$$COM = e^K \times C^A$$

A y B son los coeficientes de los términos de la ecuación explicativa de costos,

K es el coeficiente del término independiente,

C es el número de clientes, y

D es la carga máxima a nivel de punto de inyección.

Costos de Operación del Alumbrado Público (ALUMPU):

$$ALUMPU = OM_{Alum} * Lum$$

OM_{Alum} es el costo unitario de operación y mantenimiento del alumbrado público.

Lum corresponde a la cantidad de luminarias del PER.

$$\begin{aligned}
 IMP_U \text{ Pérdidas} &= \text{Costo Unitario de Pérdidas por kWh} \left[\frac{B/.}{kWh} \right] \\
 &= \frac{(VPN) \sum_{i=1}^t [PD \% \times MWhD_t \times CA_{Monómico}]}{(VPN) [\sum_{i=1}^t \text{Energía facturada}]}
 \end{aligned}$$

Donde:

$$PD \% = \frac{\sum EP}{\sum MWh D_{t,j}}$$

$$LN(EP) = A \times LN(MWhD) + K$$

$$EP = e^K \times MWhD^A$$

EP es la energía de pérdidas.

A es el coeficiente del término dependiente

K es el coeficiente del término independiente

MWhD es la energía ingresada al sistema en MWh.

CA_{Monómico} = Costo actualizado del costo de generación + Costo de transmisión [(B/.) / MWh].

Las pérdidas estándar de energía de los sistemas aislados servidos por la empresa distribuidora se valorarán al costo de suplir la energía en dicha área.

Para el cálculo del IMP_U Distribución y del IMP_U Pérdidas se deberán tener las siguientes consideraciones:

- Las ecuaciones de eficiencia son estimadas a partir de los datos de las empresas comparadoras seleccionadas para la revisión tarifaria periódica cada cuatro (4) años.
- Para el cálculo del IMPER se utilizará la metodología establecida en el Régimen Tarifario para establecer las ecuaciones de eficiencia y las mismas tasas de ajuste utilizadas en esa revisión tarifaria.
- Dada las características de las zonas rurales de muy baja densidad, se tomarán las empresas comparadoras que tengan un índice de Demanda Máxima por cliente menor a 0.005 (MW/cliente). Este valor será revisado en cada revisión tarifaria
- Se adoptarán como variables explicativas de las variables de costos: el número total de clientes, la carga máxima total a nivel de punto de inyección al sistema de la empresa distribuidora y la energía vendida.
- El consumo unitario base se estable en 60 kWh mensual y podrá ser actualizado por la OER con la información real de consumo de las zonas de electrificación rural para cada periodo de revisión tarifaria.
- El IMPER será calculado considerando que toda la red está construida y los clientes conectados, bajo el esquema que la Oficina de Electrificación Rural pondrá los

fondos para la inversión en redes, instalaciones domiciliarias y la conexión de los clientes.

- Para determinar las pérdidas estándar de energía para extensiones de líneas se utilizarán aquellas empresas comparadoras con un porcentaje mayor de 8%. El promedio de pérdidas de energía en los sistemas aislados a reconocer será de 12%. Estos valores podrán ser ajustados en cada revisión tarifaria.
- Los parámetros de las ecuaciones de eficiencia serán establecidas mediante Resolución de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos.
- El IMPER no considerará la rentabilidad ni la depreciación de los activos, toda vez que los mismos serán una inversión realizada por la Oficina de Electrificación Rural.
- El valor resultante de los cargos unitarios IMP_U Distribución y de IMP_U Pérdidas se calculará con cuatro (4) cifras significativas.