



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

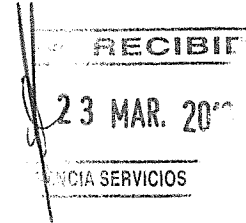
4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002



CNEE-39264-2018
GTTE-NotaS2018-25

Guatemala, 15 de marzo de 2018

Ingeniero
 Carlos Fernando Rodas
 Gerente de Gestión, Planificación y Control
 Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima – EEGSA -
 6a. avenida 8-14, zona 1
 Ciudad



Estimado Ingeniero Rodas:

Deseándole éxitos en sus labores diarias, nos dirigimos a usted en atención al Estudio del Valor Agregado de Distribución que se está desarrollando con base en los Términos de Referencia (TDRs) contenidos en la Resolución CNEE-176-2017, y a lo indicado en el informe de Etapa D enviado mediante el oficio VAD-13-2018; en ese sentido por este medio le indicamos que luego de la revisión del referido informe, se tienen los siguientes comentarios preliminares:

1. Trazabilidad de la información

El Consultor de la Distribuidora presentó, entre otros, varios archivos los cuales contienen algunos valores pagados, tal y como se muestra a continuación:

A. Archivo "EEGSA - Etapa D - Balances E&P 2016.xlsx", hoja "Pérdidas en Medidores", todos los números en color azul.

| 1 | A Q R | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----|---|------|------------------|--------------------------------|------------------|-------------|-------|--|-----------|---------|-----------|--------------|--------------|--------------------------------|--|--|--|--|--|
| | | | | Cantidades por tipo de medidor | | | | Pérdidas unitarias en las bobinas de los medidores (W) | | | | | | Factores de ajuste de pérdidas | | | | | |
| | Tipo de medición | Zona | Cantidad | Electrónico | Electromecánico | 1/1a. prom. | Fact | Voltaje | Corriente | Voltaje | Corriente | Fact | Fact | | | | | | |
| 2 | Medidor monofásico sin demanda (servicio triplex) | AUD | 813,632 | | 813,632 | 0.613 | 0.447 | | | 0.84 | 0.45 | 1.083 | 1.061 | | | | | | |
| 3 | Medidor monofásico con demanda (servicio triplex) | AUD | 3,054 | 3,054 | | | | 0.03 | 0.09 | | | 1.083 | 1.061 | | | | | | |
| 4 | Medición trifásica en BT (servicio P <= 70 kW) | AUD | 11,210 | 11,210 | | | | 0.03 | 0.09 | | | 1.083 | 1.061 | | | | | | |
| 5 | Medición totalizadora en CT | AUD | 802 | 802 | | | | 0.03 | 0.09 | | | 1.083 | 1.061 | | | | | | |
| 6 | Medición trifásica en BT (servicio P > 70 kW) | AUD | 748 | 748 | | | | 0.03 | 0.09 | | | 1.083 | 1.061 | | | | | | |
| 7 | Medición trifásica en HT | AUD | 1,026 | 1,026 | | | | 0.03 | 0.09 | | | 1.083 | 1.061 | | | | | | |
| 8 | Medición Completa Puntos Especiales | AUD | 264 | 264 | | | | 0.03 | 0.09 | | | 1.083 | 1.061 | | | | | | |
| 9 | Medidor monofásico sin demanda (servicio triplex) | RdR | 352,188 | | 352,188 | 0.613 | 0.447 | | | 0.84 | 0.45 | 1.083 | 1.061 | | | | | | |
| 10 | Medidor monofásico con demanda (servicio triplex) | RdR | 661 | 661 | | | | 0.03 | 0.09 | | | 1.083 | 1.061 | | | | | | |
| 11 | Medición trifásica en BT (servicio P <= 70 kW) | RdR | 1,877 | 1,877 | | | | 0.03 | 0.09 | | | 1.083 | 1.061 | | | | | | |
| 12 | Medición totalizadora en CT | RdR | 498 | 498 | | | | 0.03 | 0.09 | | | 1.083 | 1.061 | | | | | | |
| 13 | Medición trifásica en BT (servicio P > 70 kW) | RdR | 113 | 113 | | | | 0.03 | 0.09 | | | 1.083 | 1.061 | | | | | | |
| 14 | Medición trifásica en HT | RdR | 250 | 250 | | | | 0.03 | 0.09 | | | 1.083 | 1.061 | | | | | | |
| 15 | Medición Completa Puntos Especiales | RdR | 102 | 102 | | | | 0.03 | 0.09 | | | 1.083 | 1.061 | | | | | | |
| 16 | TOTAL MEDICIONES EEGSA | | 1,186,426 | 20,605 | 1,165,821 | | | | | | | 1.083 | 1.061 | | | | | | |

[Handwritten signatures]



B. Archivo "EEGSA - Etapa D - Balances E&P 2016.xlsx.xlsx", hoja "Pérdidas en Acometidas"

| Zona | Conductor | Tarifa | dadAcome | if | pPac | pEac | pPac_Total | pEac_Total |
|------|---------------------------|----------------------|----------|---------|---------|---------|------------|------------|
| D | Cuadruplex AAC - 4 AWG | Acometida Compartida | 1132 | 7.09442 | 0.0034 | 0.01788 | 3.84566915 | 20.2437462 |
| D | Cuadruplex AAC - 4 AWG | BTDFP | 2047 | 7.46428 | 0.00427 | 0.02246 | 8.73308953 | 45.9713099 |
| D | Cuadruplex AAC - 4 AWG | BTDP | 154 | 11.8913 | 0.00982 | 0.05169 | 1.51211969 | 7.95965462 |
| D | Cuadruplex AAC - 4 AWG | BTS | 2193 | 3.01187 | 0.0008 | 0.00422 | 1.75781514 | 9.25320467 |
| D | Cuadruplex AAC - 4 AWG | BTSS | 3324 | 0.37985 | 1.35-05 | 6.6E-05 | 0.04159472 | 0.21895616 |
| D | Cuadruplex ACSR - 1/0 AWG | Acometida Compartida | 659 | 64.1562 | 0.12541 | 0.66019 | 82.6480648 | 435.062504 |
| D | Cuadruplex ACSR - 1/0 AWG | BTDFP | 732 | 41.8278 | 0.04592 | 0.24174 | 33.6152721 | 176.952049 |
| D | Cuadruplex ACSR - 1/0 AWG | BTDP | 444 | 49.7933 | 0.06258 | 0.32944 | 27.7670265 | 146.271947 |
| D | Cuadruplex ACSR - 1/0 AWG | BTS | 17 | 21.3472 | 0.01387 | 0.07301 | 0.23579366 | 1.24122664 |
| D | Cuadruplex ACSR - 1/0 AWG | BTSS | 1 | 28.5628 | 0.03026 | 0.15929 | 0.0302608 | 0.15929398 |
| D | Triplex AAC - 2 AWG | Acometida Compartida | 126 | 40.7606 | 0.06913 | 0.27046 | 6.71013679 | 34.0776532 |
| D | Triplex AAC - 2 AWG | BTDFP | 399 | 40.6442 | 0.06833 | 0.26732 | 27.2618899 | 106.65975 |
| D | Triplex AAC - 2 AWG | BTDP | 3 | 42.9731 | 0.06176 | 0.24162 | 0.18527242 | 0.72486208 |
| D | Triplex AAC - 2 AWG | BTS | 1813 | 38.3051 | 0.06593 | 0.25795 | 119.535457 | 467.67198 |
| D | Triplex AAC - 2 AWG | BTSS | 18 | 37.5772 | 0.06312 | 0.24694 | 1.13611078 | 4.44493368 |
| D | Triplex AAC - 4 AWG | Acometida Compartida | 5298 | 6.43085 | 0.00245 | 0.00958 | 12.9775271 | 50.7734354 |
| D | Triplex AAC - 4 AWG | BTDFP | 945 | 20.5419 | 0.02111 | 0.0826 | 19.9514426 | 78.0582673 |
| D | Triplex AAC - 4 AWG | BTDP | 13 | 18.0668 | 0.01421 | 0.05558 | 0.18469325 | 0.72259614 |
| D | Triplex AAC - 4 AWG | BTS | 77796 | 10.9213 | 0.00657 | 0.02572 | 511.349817 | 2000.61126 |
| D | Triplex AAC - 4 AWG | BTSS | 706096 | 2.15954 | 0.00026 | 0.001 | 180.764878 | 707.226714 |
| D | Triplex AAC - 4/0 AWG | Acometida Compartida | 204 | 171.426 | 0.35301 | 1.3811 | 72.0131386 | 281.745082 |
| D | Triplex AAC - 4/0 AWG | BTDFP | 363 | 120.47 | 0.15986 | 0.62545 | 58.030395 | 227.038825 |
| D | Triplex AAC - 4/0 AWG | BTDP | 103 | 160.308 | 0.24123 | 0.94381 | 24.8470972 | 97.2120861 |
| D | Triplex AAC - 4/0 AWG | BTS | 357 | 100.25 | 0.11467 | 0.44863 | 40.9365312 | 160.160584 |
| D | Triplex AAC - 4/0 AWG | BTSS | 5 | 109.983 | 0.09273 | 0.35278 | 0.46362947 | 1.81390961 |
| D | Triplex ACSR - 1/0 AWG | Acometida Compartida | 113 | 62.3683 | 0.0815 | 0.31887 | 9.20986039 | 36.0327701 |
| D | Triplex ACSR - 1/0 AWG | BTDFP | 417 | 62.2803 | 0.07421 | 0.29035 | 30.9470414 | 121.077582 |
| D | Triplex ACSR - 1/0 AWG | BTDP | 16 | 70.8583 | 0.0807 | 0.31574 | 1.29122255 | 5.05179485 |
| D | Triplex ACSR - 1/0 AWG | BTS | 883 | 59.2089 | 0.07235 | 0.28308 | 63.8892365 | 249.961028 |
| D | Triplex ACSR - 1/0 AWG | BTSS | 5 | 55.7311 | 0.04685 | 0.1833 | 0.23425073 | 0.91648542 |
| R | Cuadruplex AAC - 4 AWG | Acometida Compartida | 172 | 6.31547 | 0.00259 | 0.01364 | 0.44578168 | 2.34661146 |
| R | Cuadruplex AAC - 4 AWG | BTDFP | 438 | 7.53625 | 0.00388 | 0.02042 | 1.69877109 | 8.94239453 |
| R | Cuadruplex AAC - 4 AWG | BTDP | 62 | 13.1967 | 0.01254 | 0.05599 | 0.77726401 | 4.09154684 |
| R | Cuadruplex AAC - 4 AWG | BTS | 289 | 4.24528 | 0.00141 | 0.00743 | 0.40775892 | 2.14645621 |
| R | Cuadruplex AAC - 4 AWG | BTSS | 552 | 0.31969 | 8.5E-06 | 4.5E-05 | 0.00466742 | 0.02456945 |

Valores Pegados

C. Archivo "Acometidas.accdb": el archivo está dañado y no se puede abrir.

Sobre este tema los Términos de Referencia en su numeral 1.6.3 (informes de Etapa), establecen que: "Los informes de Etapa deberán ser presentados en las fechas límite indicadas en el punto 1.4 e incluir, como mínimo, la descripción, los cálculos, los resultados con su correspondiente evaluación y la información de soporte, según se detalla en la descripción de cada uno.

La información contenida deberá presentarse en conjunto con las correspondientes memorias de cálculo explícitamente desarrolladas y las bases de datos relacionadas y trazables debiendo proporcionarse los archivos digitales modificables que permitan a la CNEE reproducir cada uno de los procesos o resultados.

Dentro de los informes, deberán incluirse memorias de cálculo, documentación relacionada con el Estudio, actividades, criterios de optimización, modelos matemáticos, etc., con el fin que la CNEE pueda realizar las actividades de supervisión, fiscalización y análisis durante su ejecución y con posterioridad a ella. De igual manera, deberá



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

entregarse copia a la CNEE de toda la información utilizada en los formatos de acuerdo a las características de cada Etapa y a la información utilizada por el Distribuidor".

Comentario:

De acuerdo a los Términos de Referencia, numeral 1.6.3., se requiere que el Consultor de la Distribuidora entregue todo el sustento y memorias de cálculo explícitamente desarrolladas con las bases de datos relacionadas y trazables de todos los resultados presentados en el informe de Etapa D, así como en los informes anteriores y posteriores que se entreguen.

2. Balance de Energía y Potencia Óptimo

De la información recibida de la Distribuidora no se observa que hayan entregado flujos de carga que sirvan de sustento para el cálculo de las pérdidas de la red óptima diseñada en la Etapa C.

Asimismo, no se observa en ningún lado del informe alguna referencia si incluyeron o no el impacto de los Generadores Distribuidos Renovables que tienen conectados a su red, actuales y futuros.

Sobre este tema los Términos de Referencia en su numeral 5.2. establecen que: "El balance deberá mostrar los valores óptimos de la Distribuidora en cuanto a la energía y la potencia ingresadas a la red de MT, las pérdidas técnicas óptimas en MT, la energía y la potencia suministradas y facturadas a usuarios servidos en MT, la energía y la potencia ingresadas a BT, las pérdidas técnicas óptimas y no técnicas en BT y la energía y la potencia suministradas y facturadas en BT.

El balance de energía y potencia deberá ser elaborado para el máximo requerimiento de demanda de la red de la Distribuidora, en el año base, así como para las bandas horarias que se determinen según el diseño de las categorías tarifarias que se establezcan.

Para el caso de potencia, deberá considerarse la demanda coincidente en las horas de punta del sistema y para cada una de las bandas horarias (punta, resto y valle), según se haya establecido en las etapas previas para las categorías tarifarias que se requiere.

Las pérdidas óptimas de energía de las redes de media y baja tensión, centros de transformación y acometidas provendrán de la Etapa C, las mismas deberán ser sustentadas con flujos de carga para las diferentes bandas horarias que se establezcan.

Deberá considerarse dentro del análisis de pérdidas el efecto que los Generadores Distribuidos provocan en la red del Distribuidor y que impactan en el cálculo de los factores de expansión de pérdidas, considerando las condiciones de conexión que se establecieron para cada uno de ellos, las cuales provendrán de la Etapa C."

De acuerdo a lo informado en el informe "EEGSA - Etapa C - Modulo C1 - Optimización de la red 24-01-2018.pdf", existen los siguientes Generadores Distribuidos conectados a la red de la Distribuidora:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

| No. | Nombre del GDR's |
|-----|------------------------------------|
| 1 | Hidroeléctrica Monte María |
| 2 | Hidroeléctrica Santa Elena |
| 3 | Hidroeléctrica La Paz |
| 4 | Hidroeléctrica Las Victorias |
| 5 | Gas Metano Gabiosa |
| 6 | Hidroeléctrica Santa Anita |
| 7 | Hidroeléctrica Las Uvitas |
| 8 | Hidropower SDMM |
| 9 | Hidroeléctrica Cerro Vivo |
| 10 | Biogás Vertedero El Trébol |
| 11 | Biogás Vertedero El Trébol Fase II |
| 12 | Hidroeléctrica El Salto Marinalá |

Asimismo, a continuación se observan los resultados obtenidos por el Consultor para el balance real y óptimo de la Distribuidora:

| AÑO 2016 EMPRESA REAL | ENERGÍA | | POTENCIA COINCIDENTE | |
|---------------------------------|------------------|------|----------------------|------|
| | [MWh] | % | [MW] | % |
| ENTRADA A RED DE MT | 4,778,643 | | 768.8 | |
| PÉRDIDAS EN MT | 119,309 | 2.5% | 22.8 | 3.0% |
| SUMINISTRO A USUARIOS MT | 1,541,196 | | 203.7 | |
| ENTRADA A CENTROS MT/BT | 3,118,138 | | 542.3 | |
| PÉRDIDAS EN CENTROS MT/BT | 66,336 | 1.4% | 14.4 | 1.9% |
| ENTRADA A RED DE BT | 3,051,801 | | 527.9 | |
| PÉRDIDAS EN BT | 24,204 | 0.5% | 5.3 | 0.7% |
| SUMINISTRO A USUARIOS BT | 2,973,736 | | 510.9 | |
| PÉRDIDAS NO TÉCNICAS | 53,862 | 1.1% | 11.7 | 1.5% |



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

| AÑO 2016 EMPRESA OPTIMIZADA | ENERGÍA | | POTENCIA COINCIDENTE | |
|---------------------------------|------------------|------|-------------------------|------|
| | [MWh] | % | [MW] | % |
| ENTRADA A RED DE MT | 4,775,160 | | 770.5 | |
| PÉRDIDAS EN MT | 100,348 | 2.1% | 20.3 | 2.6% |
| SUMINISTRO A USUARIOS MT | 1,541,196 | | 203.7 | |
| ENTRADA A CENTROS MT/BT | 3,133,616 | | 546.5 | |
| PÉRDIDAS EN CENTROS MT/BT | 46,877 | 1.0% | 10.5 | 1.4% |
| ENTRADA A RED DE BT | 3,086,739 | | 535.9 | |
| PÉRDIDAS EN BT | 59,141 | 1.2% | 13.3 | 1.7% |
| SUMINISTRO A USUARIOS BT | 2,973,736 | | 510.9 | |
| PÉRDIDAS NO TÉCNICAS | 53,862 | 1.1% | 11.7 | 1.5% |

Comentario:

En cumplimiento del numeral 5.2 de los TDRs y el artículo 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que incluya el impacto de estos proyectos en la red de la Distribuidora, tanto en la optimización de la red como en esta etapa del cálculo del balance de energía y potencia, así como de los respectivos factores de expansión de pérdidas.

Asimismo, se requiere que entregue flujos de carga, en archivos NEPLAN, que sustenten los valores de pérdidas encontrados en sus modelos de optimización. Por lo tanto, se considera indispensable que entreguen estas comparaciones, para el efecto deberán entregar como mínimo, el flujo de carga para una de las áreas en AUD (MAD, AD, MD o BD) y otra de un circuito RDR.

3. Pérdidas en acometidas y medidores

El consultor de la Distribuidora indica que: "Las pérdidas técnicas óptimas de potencia de las acometidas se determinaron considerando la carga correspondiente a cada acometida, obtenida del modelo de adaptación de acometidas, y utilizando las resistencias correspondientes a la acometida óptima seleccionada en cada caso"¹. Como se dijo previamente, el archivo que contiene la adaptación de las acometidas no se puede abrir por lo cual no se pueden corroborar los cálculos efectuados por el Consultor.

Adicional, el Consultor indica que: "Las pérdidas técnicas óptimas de potencia de los medidores se determinaron considerando los tipos de medidor instalados, y las resistencias

¹ "EEGSA - Etapa D - Balance de Energía y Potencia.pdf", página 26



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

características de las bobinas o transductores de tensión (voltaje) y de corriente de los mismos, de acuerdo a la información proporcionada por los fabricantes..."².

Sobre este tema los Términos de Referencia en su numeral 5.2.4. establecen que: "Las pérdidas medias de potencia de los equipos de medición resultarán de lo establecido de acuerdo a los análisis realizados a los medidores en laboratorios de medición certificados para realizar dichas actividades."

El Consultor de la Distribuidora indica que los valores de pérdidas de los medidores que utilizan en su cálculo provienen de la información proporcionada por los fabricantes, y no de acuerdo a análisis realizados a los medidores en laboratorios de medición certificados para realizar dichas actividades.

Asimismo, no se puede fiscalizar el cálculo de las pérdidas de las acometidas ya que el archivo que ellos indican que las calcula, está dañado y no se puede abrir.

Comentario:

En cumplimiento del numeral 5.2.4. de los TDRs y el artículo 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora validar la información de las pérdidas de los medidores por medio de análisis realizados en laboratorios de medición certificados para realizar dichas actividades, presentando para el efecto toda esta documentación, así como memorias de cálculo que sustenten los valores propuestos. Asimismo, se reitera al Consultor de la Distribuidora que para que sean validados los valores de pérdidas de acometidas deberán entregar las memorias de cálculo correspondientes para instalaciones económicamente adaptadas y justificadas, y que las mismas sean perfectamente trazables en cada uno de sus procesos y formulación.

4. Proyección del Balance de Energía y Potencia para el Próximo Período Tarifario

Dentro del archivo "EEGSA - Etapa D - Balances E&P 2016.xlsx", se observa el cálculo del balance de energía y potencia real y óptimo para el año base, pero no se observa la proyección del balance óptimo de energía y potencia para el próximo quinquenio.

Sobre este tema los Términos de Referencia en su numeral 5.4. establecen que: "c. Balance de energía y potencia óptimo del sistema eléctrico de distribución, para el año base del Estudio y proyección para el Próximo Período Tarifario."

Comentario:

En cumplimiento al numeral 5.4. de los TDRs, se requiere al Consultor de la Distribuidora presentar la proyección del balance óptimo de energía y potencia para el próximo período tarifario (años 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 y 2023).

² "EEGSA - Etapa D - Balance de Energía y Potencia.pdf", página 27



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

5. Factores de Incremento de Pérdidas

El Consultor de la Distribuidora envía el archivo "EEGSA - Etapa D - Factores incremento de perdidas.xlsx" donde presenta los valores y fórmulas de factores que se utilizaron para poder asimilar las pérdidas de la red óptima a la red real.

Los factores que propone son los siguientes:

- a. Factor de ajuste por desequilibrio en las corrientes de cada fase de la red MT: RdR y AUD
- b. Factor de ajuste por desequilibrio en las corrientes de cada salida de la red MT: RdR
- c. Factor de ajuste por distribución no homogénea de la demanda en la red MT: RdR
- d. Factor de ajuste por presencia de componentes armónicas en la red MT: RdR y AUD
- e. Factor de ajuste por desequilibrio en las corrientes de cada fase del transformador del CT MT/BT: RdR y AUD
- f. Factor de ajuste por desequilibrio en la carga de cada transformador del CT MT/BT: RdR
- g. Factor de ajuste por presencia de componentes armónicas en el transformador del CT MT/BT: RdR y AUD
- h. Factor de ajuste por desequilibrio en las corrientes de cada fase de la red BT: RdR y AUD
- i. Factor de ajuste por desequilibrio en las corrientes de cada salida de la red BT: RdR
- j. Factor de ajuste por distribución no homogénea de la demanda en la red BT: RdR
- k. Factor de ajuste por presencia de componentes armónicas en la red BT: RdR y AUD
- l. Factor de ajuste por desequilibrio en las corrientes de las acometidas: RdR y AUD
- m. Factor de ajuste por presencia de componentes armónicas en las acometidas: RdR y AUD
- n. Factor de ajuste por desequilibrio en las corrientes de los medidores: RdR y AUD
- o. Factor de ajuste por presencia de componentes armónicas en los medidores: RdR y AUD

Los valores que propone la distribuidora son los siguientes:

FACTORES DE INCREMENTO DE PÉRDIDAS DE LA RED MT

| DESCRIPCIÓN | AUD | RdR |
|---|--------------|--------------|
| Factor de desequilibrio de corrientes por fase en MT | 1.083 | 1.083 |
| Factor de desequilibrio de corrientes por salida MT | 1.003 | 1.000 |
| Factor de distribución no uniforme de cargas en la red MT | 1.040 | 1.000 |
| Factor por corrientes armónicas en la red MT | 1.061 | 1.061 |
| Factor Total | 1.197 | 1.149 |



FACTORES DE INCREMENTO DE PÉRDIDAS DE LOS CENTROS MT/BT

| DESCRIPCIÓN | AUD | RdR |
|---|--------------|--------------|
| Factor de desequilibrio de corrientes por fase en BT | 1.083 | 1.000 |
| Factor por corrientes armónicas en la red BT | 1.061 | 1.061 |
| Factor por diferencias en las cargas de los transformadores MT/BT | 1.040 | 1.000 |
| Factor Total | 1.194 | 1.061 |

FACTORES DE INCREMENTO DE PÉRDIDAS DE LA RED BT

| DESCRIPCIÓN | AUD | RdR |
|---|--------------|--------------|
| Factor de desequilibrio de corrientes por fase en BT | 1.083 | 1.000 |
| Factor de desequilibrio de corrientes por salida BT | 1.090 | 1.000 |
| Factor de distribución no uniforme de cargas en la red BT | 1.040 | 1.000 |
| Factor por corrientes armónicas en la red BT | 1.061 | 1.061 |
| Factor Total | 1.302 | 1.061 |

FACTORES DE INCREMENTO DE PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS Y MEDIDORES

| DESCRIPCIÓN | AUD | RdR |
|--|--------------|--------------|
| Factor de desequilibrio de corrientes por fase en BT | 1.083 | 1.083 |
| Factor por corrientes armónicas en la red BT | 1.061 | 1.061 |
| Factor Total | 1.149 | 1.149 |

Para todos los valores anteriores, no se presentan sustentos de donde obtienen cada uno de los porcentajes utilizados en las hojas "FIP_ACOM", "FIP_BT", "FIP_SED" y "FIP_MT". Los sustentos que se presenten deberán corresponder al diseño de una red eficiente o valores indicados en normas internacionales.

Sobre este tema los Términos de Referencia en su numeral 1.6.3 (informes de Etapa), establecen que: "Los informes de Etapa deberán ser presentados en las fechas límite indicadas en el punto 1.4 e incluir, como mínimo, la descripción, los cálculos, los resultados con su correspondiente evaluación y la información de soporte, según se detalla en la descripción de cada uno.

La información contenida deberá presentarse en conjunto con las correspondientes memorias de cálculo explícitamente desarrolladas y las bases de datos relacionadas y trazables debiendo proporcionarse los archivos digitales modificables que permitan a la CNEE reproducir cada uno de los procesos o resultados.

Dentro de los informes, deberán incluirse memorias de cálculo, documentación relacionada con el Estudio, actividades, criterios de optimización, modelos matemáticos,



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4^a. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

etc., con el fin que la CNEE pueda realizar las actividades de supervisión, fiscalización y análisis durante su ejecución y con posterioridad a ella. De igual manera, deberá entregarse copia a la CNEE de toda la información utilizada en los formatos de acuerdo a las características de cada Etapa y a la información utilizada por el Distribuidor".

Comentario:

En cumplimiento del numeral 1.6.3. de los TDRs y 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que demuestre el porcentaje adicional de pérdidas incluidos en los factores para: los desbalances, desequilibrio, distribución y de armónicos que utilizan para el cálculo de la red óptima y su correspondiente valor de pérdidas. Las demostraciones de dichos factores deberán corresponder al diseño de una red económicamente adaptada, en la que se cumpla lo establecido en las NTSD. En caso no se entreguen las memorias de cálculo de estos factores, podrá utilizarse referencias de instituciones internacionales, acompañando para el efecto toda documentación de dichos estudios técnicos que respalden los valores. De no poder demostrar fehacientemente estos porcentajes adicionales de pérdidas, los mismos no podrán ser utilizados en los modelos de optimización para la determinación de las pérdidas, tal como se requirió en los comentarios de la Etapa C.

6. Sobredimensionamiento de calibres utilizados en la optimización

A continuación, se observa una comparación de los calibres que reporta la Distribuidora en cumplimiento de la Resolución CNEE-50-2011, los calibres aprobados en el listado de valores eficientes (CNEE-243-2017) y los óptimos propuestos en el presente estudio.

| Activo | Resolución CNEE-50-2011 | Aprobado Resolución CNEE-243-2017 | Utilizado en EVAD | Comentario |
|---|---|--|---|---|
| Conductores para Media Tensión (calibres) | 556: 3.50% 477: 0.42% 394.5: 0.05% 336: 11.01% 266: 0.02% 4/0: 3.20% 1/0: 53.60% 2: 27.35% 4: 0.53% 6: 0.21% | 556 477 394.5 336 4/0 3/0 1/0 2 | 556: 3.6% 477: - 394.5: 3.9% 336: 1.0% 266: - 4/0: 11.6% 1/0: 79.8% 2: - 4: - 6: - | El Consultor de la Distribuidora en su optimización reasignó alrededor de un 28% de la red de BT de calibres #2 o menores, a un calibre 1/0 |
| Conductores para Baja Tensión (calibres) | 4/0: 0.6% 1/0: 59.7% 2: 28.5% 4: 7.1% 6: 2.6% 8: 0.8% | 4/0 1/0 2 4 6 | 4/0: 7% 1/0: 93% 2: - 4: - 6: - 8: - | El Consultor de la Distribuidora en su optimización reasignó alrededor de un 39% de la red de BT de |



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
 TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

| | | | | |
|--|--|---|---|--|
| | | | | calibres #2 o menores, a un calibre 1/0 |
| Conductores para Acometidas (calibres) | <u>Al dúplex #6:</u> 17.7% <u>Al tríplex 1/0:</u> 0.3% <u>Al tríplex #2:</u> 1.8% <u>Al tríplex #4:</u> 78.4% <u>Al tríplex 4/0:</u> 0.0006% <u>Al cuádruplex 1/0:</u> 0.08% <u>Al cuádruplex #2:</u> 0.49% <u>Al cuádruplex #4:</u> 0.51% <u>Al cuádruplex 4/0:</u> 0.01% | Al Dúplex 6 Al Tríplex 2 Al Tríplex 4 Al Tríplex 6 Al Tríplex 1/0 Al Tríplex 4/0 Al Cuádruplex 4 Al Cuádruplex 1/0 | <u>Al dúplex #6:</u> - <u>Al tríplex 1/0:</u> 0.1% <u>Al tríplex #2:</u> 0.3% <u>Al tríplex #4:</u> 98.4% <u>Al tríplex 4/0:</u> 0.1% <u>Al cuádruplex 1/0:</u> 0.2% <u>Al cuádruplex #2:</u> - <u>Al cuádruplex #4:</u> 0.9% <u>Al cuádruplex 4/0:</u> - | El Consultor de la Distribuidora está asignando un tipo de acometida sobrecalificado para el 17.7% de usuarios que tienen acometida dúplex #6. |
| Transformadores (potencias) | 5: 0.42% 10: 22.78% 15: 2.05% 25: 40.94% 37.5: 1.15% 50: 26.17% 75: 2.90% 100: 0.61% 167: 1.04% | 5 10 15 25 37.5 50 100 | 5: - 10: 50% 15: - 25: 27% 37.5: - 50: 17% 75: 0.4% 100: - 150: 5.9% 167: - 300: 0.004% | Utilizan mayormente los transformadores de 10 kVA en toda la red propuesta como óptima. |

Como se puede observar, la red optimizada resulta en calibres de conductores más grandes que los que tiene realmente instalados la distribuidora. Lo anterior debiera resultar en un valor de pérdidas más bajo por la disminución en la resistencia de los conductores. En el caso de los centros de transformación, estos deberán verificarse de acuerdo a lo indicado en los comentarios del Informe de Etapa C, específicamente los resultados de las AUD, donde al momento de aplicar una optimización tipo Greenfield, se espera que la cantidad de centros optimizados y reales no sea la misma.

Sobre este tema, los TDRs en su numeral 5.2., indican que: "Las pérdidas óptimas de energía de las redes de media y baja tensión, centros de transformación y acometidas provendrán de la Etapa C, las mismas deberán ser sustentadas con flujos de carga para las diferentes bandas horarias que se establezcan."



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

Comentario:

En cumplimiento del numeral 5.2. de los TDRs y el artículo 67 de la Ley General de Electricidad, se requiere al Consultor de la Distribuidora que explique y rectifique las pérdidas óptimas calculadas en su modelo, ya que son similares a las pérdidas reales, aun cuando la red propuesta como óptima está diseñada con conductores de mayor sección y menor resistencia, lo cual debería resultar en menores pérdidas técnicas por efecto Joule.

7. Factores de expansión de pérdidas medias

Los resultados obtenidos del Consultor para la definición de los factores de expansión de pérdidas medias son:

| | |
|----------------|--------|
| FPPMT = | 1.0271 |
| FPPBT = | 1.0696 |
| FPEMT = | 1.0215 |
| FPEBT = | 1.0538 |

Tabla -1-3: factores de pérdidas medias de energía y potencia

Por otro lado, a continuación se observan los factores de pérdidas medias obtenidos en el estudio técnico de la revisión tarifaria pasada:

| Factor | Valor |
|--------|---------|
| FPPMT | 1.00980 |
| FPPBT | 1.10029 |
| FPEMT | 1.00831 |
| FPEBT | 1.07714 |

Como se puede observar existe una gran diferencia en los resultados obtenidos en ambos estudios, en cuanto a las pérdidas obtenidas en cada uno. Específicamente se observa una gran diferencia en los factores de pérdidas de media tensión, donde hace 5 años estos valores rondaban un valor cercano al 1%.

Sobre este tema, los TDRs en su numeral 5.3., indican que: "Se deberán cuantificar los siguientes factores de pérdidas medias definidos en el artículo 90 del RLGE utilizando los resultados del cálculo requerido según el proceso de cálculo definido en el punto anterior.

- FPPMT: Factor de Pérdidas medias de Potencia en la red de MT
- FPPBT: Factor de Pérdidas medias de Potencia en la red de BT
- FPEMT: Factor de Pérdidas medias de Energía en la red de MT
- FPEBT: Factor de Pérdidas medias de Energía en la red de BT

Los factores de pérdidas de energía y potencia en la red de MT, incluirán únicamente las pérdidas técnicas óptimas calculadas en la Etapa C. Los factores de pérdidas de energía y potencia óptimas de la red de BT, incluirán únicamente las pérdidas técnicas óptimas



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2290-8000 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2290-8002

calculadas en la Etapa C y una fracción de las pérdidas no técnicas reales que se establecieron en el numeral 5.1.10.

La fracción de las pérdidas no técnicas que se reconocerán para el traslado a tarifas de acuerdo a lo establecido al artículo 90 del RLGE, y los indicadores de eficiencia del período anterior de acuerdo al artículo 85 del RLGE corresponderá a un máximo de 2.2% (calculadas sobre la entrada a la red de MT), o en caso las pérdidas no técnicas reales sean menores, se reconocerán éstas últimas.

Comentario:

En cumplimiento al numeral 5.3. de los TDRs, se requiere al Consultor de la Distribuidora justificar la diferencia considerable entre los porcentajes de pérdidas de media tensión calculados entre el estudio tarifario presentado por la Distribuidora en la revisión tarifaria anterior y la actual, o hacer las correcciones pertinentes a las pérdidas de media tensión.


Asimismo, se reitera que para dar cumplimiento a los Términos de Referencia, se deben entregar flujos de carga, en archivos NEPLAN, que sustenten los valores de pérdidas encontrados en sus modelos de optimización. Por lo tanto, se considera indispensable que entreguen estas comparaciones, para el efecto deberán entregar como mínimo, el flujo de carga para una de las áreas en AUD (MAD, AD, MD o BD) y otra de un circuito RDR.

Por último, se indica nuevamente, de acuerdo a lo indicado en el numeral 1.6.3. de los Términos de Referencia, que cualquier comentario no efectuado, parcial o totalmente al presente informe de Etapa, no implica la aprobación de dicho informe, siendo el estudio tarifario G.1 el único que se aprobará o improbará en forma definitiva.

Sin otro particular, nos suscribimos atentamente.


Licenciado Néstor Herrera Balda
Gerente de Tarifas

COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELÉCTRICA
GERENTE DE TARIFAS


Vo.Bo.:
Ingeniero Minor Estuardo López
Ingeniero Miguel Antonio Santizo

cc.: Ingeniero Jorge Alonso, Gerente General EEGSA