

3 Métodos de referência

Neste capítulo serão apresentados dois métodos de referência, que serão utilizados no Capítulo 5 para comparar com o método proposto na estimação das perdas elétricas. Dado que o objetivo desta dissertação é a estimação das perdas técnicas nos sistemas em média tensão (MT) nas redes de distribuição, os métodos de referência serão aplicados considerando somente sistemas de MT. Basicamente, os dois métodos de referência fazem a estimação das perdas técnicas utilizando as perdas de potência da rede, um fator de perdas e o período de tempo em análise, mas no entanto cada método estima essas variáveis de maneira distinta.

A seguir os métodos de referência para sistemas em MT em redes de distribuição são apresentados.

3.1 Método da ANEEL

O método apresentado no Módulo 7 do documento ANEEL – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (2013) [3] foi proposto pela Agência Nacional de Energia Elétrica, e portanto, denominado neste trabalho de ANEEL. O objetivo da agência é estabelecer o método e os procedimentos para obtenção dos dados necessários para apuração das perdas dos sistemas de distribuição de energia elétrica e definir indicadores para avaliação das perdas nos segmentos de distribuição de energia elétrica.

Para estimação das perdas no sistema de MT em redes de distribuição, a ANEEL estabelece as seguintes premissas:

- É adotado o valor de referência de 0,92 para o fator de potência utilizado nos cálculos das perdas nos segmentos.

- As cargas são consideradas distribuídas de forma equilibrada nas fases das redes do sistema de distribuição em média tensão.
- São considerados os níveis de tensão nominal de operação de cada distribuidora.
- Para determinação da resistência ôhmica, a temperatura de operação dos condutores elétricos é considerada constante e igual a 55 ° C.

As perdas de potência das redes de distribuição em MT são apuradas com base em um modelo de regressão linear múltipla para o qual é necessário considerar os seguintes parâmetros:

- Comprimento do Condutor Tronco e Ramal: O condutor tronco é definido como o conjunto de trechos de alimentador que partem da subestação até o ponto mais próximo desta onde a maior corrente a jusante desse ponto é maior ou igual à corrente que flui pelo último trecho do condutor tronco. Complementarmente, o condutor ramal é definido como o conjunto de trechos que não foram classificados como parte do condutor tronco. Em [9] podem-se encontrar mais detalhes do cálculo descrito.
- Resistência do condutor tronco: Resistência do condutor tronco tem unidade de resistência por unidade de longitude (ohm/km) e é obtida pela média ponderada da resistência dos condutores classificados como tronco, conforme equação a seguir:

$$RT^{MT} = \frac{\sum_{l=1}^N CT_l \cdot R_l}{CT^{MT}} [ohm/km] \quad (3.1)$$

Sendo:

RT^{MT} : Resistência do condutor tronco de média tensão [ohm/km].

l : Trecho com seção constante classificado como tronco.

N : Número total de trechos com seção constante classificado como tronco.

CT_l : Comprimento do trecho l com seção constante classificado como tronco [km].

R_l : Resistência do trecho do condutor l que apresenta seção constante classificado como tronco [ohm/km].

CT^{MT} : Comprimento total dos trechos classificados como tronco [km].

- Corrente média no alimentador: É obtida considerando a energia fornecida pelo alimentador, em MWh, e a tensão nominal de linha do alimentador, conforme equação a seguir:

$$I^{MT} = \frac{E^{MT}}{\sqrt{3} \cdot V^{nom} \cdot \cos(\varphi) \cdot 8,76} [A] \quad (3.2)$$

Sendo:

I^{MT} : Corrente média no alimentador [A].

E^{MT} : Energia fornecida [MWh/ano].

V^{nom} : Tensão nominal de linha do alimentador [kV].

$\cos(\varphi)$: Fator de potência estabelecido em 0,92.

De posse das informações descritas anteriormente, a perda de potência (kW) de cada alimentador do sistema de distribuição em MT é obtida por meio da expressão a seguir:

$$L^{ANEEL} = 0,95 \cdot e^{(-6,34 + 1,82 \cdot \ln(I^{MT}) + 0,77 \cdot \ln(CT^{MT}) + 0,39 \cdot \ln(RT^{MT}) + 0,16 \cdot \ln(CR^{MT}))} \quad (3.3)$$

Sendo:

L^{ANEEL} : Perda de potência para a demanda média de cada alimentador do MT [kW].

CR^{MT} : Comprimento total dos trechos classificados como ramal [km].

Para o cálculo das perdas de energia é necessário utilizar um coeficiente de perdas conhecido como CP , que representa a perda média de potência sobre a perda de potência para a demanda máxima. O CP deve ser aplicado nas perdas no cobre dos transformadores, das redes de baixa e média tensão e nos ramais de ligação, mas, neste trabalho, o CP será utilizado na estimação de perdas nas redes de distribuição em MT.

O coeficiente de perdas CP é calculado a partir do desvio padrão dos pontos da curva de carga:

$$CP = \left(\frac{1}{T} \cdot \frac{\sum_{w=1}^T (D(w) - \bar{D})^2}{\bar{D}} \right)^2 + 1 \quad (3.4)$$

Sendo:

T : Número de intervalos de tempo da curva de carga.

w : Intervalo de tempo.

$D(w)$: Demanda medida no intervalo de tempo w .

\bar{D} : Demanda média das demandas medidas no período em análise.

Finalmente, as perdas técnicas de energia das redes de distribuição em MT são obtidas pela multiplicação entre as perdas de potência dadas pela expressão (3.3), o coeficiente de perdas CP e o período de tempo analisado conforme a expressão a seguir:

$$\Delta E^{ANEEL} = L^{ANEEL} \cdot CP \cdot \Delta T \quad (3.5)$$

Sendo:

ΔE^{ANEEL} : Perda técnica de energia estimada pelo método da ANEEL [kWh].

ΔT : Período de tempo analisado [h].

3.2 Método Novo Top-Down

O método Novo Top-Down [2] foi escolhido por apresentar uma alternativa ao método estabelecido pela ANEEL. Neste método, para a estimação das perdas técnicas de energia, têm-se as seguintes considerações:

- As potências ativas e reativas no início dos alimentadores (subestações de distribuição) são conhecidas através de medições feitas pelas concessionárias em intervalos de tempo definidos.
- A potência nominal ativa e reativa das cargas (dados nominais dos transformadores de distribuição) são também conhecidas.
- A topologia da rede de distribuição em MT e as impedâncias das linhas devem ser conhecidas.

Com as considerações anteriores, as seguintes variáveis devem ser calculadas antes de proceder com a estimação das perdas:

- Fator de perdas: Considerando os dados das medições de carga na subestação durante um período de análise definido, o fator de perdas é calculado através da seguinte expressão:

$$LSF = \frac{\sum_{w=1}^T (D(w))^2}{(D_{max})^2 \cdot T} \quad (3.6)$$

Sendo:

LSF : Fator de perdas.

T : Número de intervalos de tempo da curva de carga.

w : Intervalo de tempo.

$D(w)$: Demanda medida no intervalo de tempo w [kW ou kVA].

D_{max} : Máximo valor das demandas medidas no período em análise [kW ou KVA].

- Fator de alocação de carga: É determinado baseado na máxima demanda medida durante o período analisado e no total da potência nominal das cargas no alimentador conforme a expressão a seguir:

$$AF = \frac{D_{max}}{kVA_{TOT}} \quad (3.7)$$

$$kVA_{TOT} = \sum_{i=1}^n kVA_i \quad (3.8)$$

Sendo:

AF : Fator de alocação de carga.

i : i -ésima carga no sistema.

n : Número total de cargas no sistema.

kVA_i : Potência nominal da carga i no sistema [kW ou KVA].

kVA_{TOT} : Somatório das potências nominais das n cargas no sistema [kW ou KVA].

Uma vez calculados os fatores descritos anteriormente, para o cálculo da perda técnica de energia, primeiramente deve ser alocada a potência no sistema a cada carga aplicando o método proposto por Kersting [10], no qual as cargas são alocadas considerando o fator de alocação e a potência nominal do transformador conforme à expressão (3.9). Considerando a tensão nominal na subestação, aplica-se um método de Fluxo de Potência para sistemas de distribuição, como por exemplo o método *Backward-Forward* apresentado em [11], para obter as perdas de potência considerando as cargas alocadas a partir da demanda máxima.

$$S_i^{max} = AF \cdot S_i^{nom} \quad (3.9)$$

Sendo:

S_i^{max} : Potência complexa alocada à i -ésima carga no sistema.

S_i^{nom} : Potência complexa nominal da i -ésima carga no sistema.

Finalmente, com a perda de potência obtida depois de ter aplicado o método *Backward-Forward* para o cálculo do fluxo de potência, é possível determinar as perdas técnicas de energia na rede de distribuição em MT conforme a seguinte expressão:

$$\Delta E^{NTD} = L_{SF} \cdot L_{max}^{MT} \cdot \Delta T \quad (3.10)$$

Sendo:

ΔE^{NTD} : Perda técnica de energia estimada pelo método Novo Top-Down [kWh].

L_{max}^{MT} : Perda de potência ativa no cenário de máxima demanda [kW].

ΔT : Período de tempo analisado [h].

Este método, diferente do método da ANEEL, considera o cálculo do fluxo de potência, o que representa um avanço pois tem em conta a posição das cargas na rede elétrica, o que provoca grandes variações nas perdas. A limitação deste método é que utiliza apenas um fluxo de potência na estimação de perdas, que é baseado na potência máxima, o que pode causar uma superestimação das perdas elétricas. O método proposto que será apresentado no seguinte capítulo pretende superar essa deficiência ao aproveitar as vantagens da aplicação de fluxos de potência nas estimações de perdas elétricas.