Perdas Técnicas e Comerciais de Energia Elétrica em Sistemas de Distribuição

D. P. Bernardon[1,2], *IEEE*, L. Comassetto[1,2], *IEEE*, L. N. Canha[2], A. R. Abaide[2] 1. AES Sul - Distribuidora Gaúcha de Energia S/A, 2. UFSM - Federal University of Santa Maria

***Resumo* – No novo contexto do setor elétrico, em especial para os sistemas de distribuição, torna-se importante reduzir as perdas de energia elétrica, uma vez que elas acarretam custo econômico indesejável às empresas e aos consumidores, devido ao consumo desnecessário. O conhecimento das perdas globais como um todo não é suficiente, pois a quantificação das perdas de energia elétrica, segundo o tipo e o componente onde ocorrem, é que vai permitir identificar qual ação a ser adotada para sua redução, direcionando de forma otimizada os recursos necessários. As concessionárias devem, portanto, ser capazes de identificar as perdas por tipo (técnicas ou comerciais) e o local onde ocorrem (redes secundárias, transformadores de distribuição e redes primárias), para tentarem alcançar o nível de perdas ótimo [1]. A proposta deste trabalho é o desenvolvimento e aplicação de algoritmos e programa computacional para determinação das perdas técnicas e comerciais de energia elétrica, identificando em qual parcela dos sistemas de distribuição elas ocorrem.**

***Palavras Chaves* – Fluxo de Potência, Perdas Comerciais de Energia, Perdas Técnicas de Energia, Sistemas de Distribuição.**

I. INTRODUÇÃO

Um dos grandes desafios das concessionárias é a redução das perdas de energia elétrica, tanto comerciais como técnicas, uma vez que elas acarretam custo econômico indesejável às empresas e aos consumidores, devido ao consumo desnecessário.

As perdas globais de energia, em um sistema de distribuição, podem ser encontradas subtraindo a energia despachada pela subestação, saída do alimentador, da energia mensal medida dos consumidores atendidos pelo alimentador em questão.

$$\Delta W_{Gm} = W_{SEm} - \sum_k W_{km} \tag{1}$$

Onde:

ΔW_{Gm} = perda global de energia elétrica na rede de distribuição para um período mensal (kWh);

W_{SEm} = energia elétrica fornecida pela subestação, saída do alimentador, para um período mensal (kWh);

$\sum_k W_{km}$ = consumo mensal de energia elétrica de todos os consumidores atendidos pelo alimentador em questão (kWh).

As perdas globais de energia são divididas em: perdas comerciais e perdas técnicas. São comerciais aquelas referentes à energia entregue ao consumidor, mas não faturada ou faturada incorretamente. Enquanto as técnicas são inerentes ao processo de distribuição de energia, sendo causadas, em carga, devido à passagem da corrente elétrica nos diversos elementos que compõem uma rede de distribuição e, em vazio, devido à excitação magnética do núcleo dos transformadores [2].

As concessionárias devem, portanto, ser capazes de identificar as perdas por tipo (técnicas ou comerciais) e o local onde ocorrem, para tentarem alcançar o nível de perdas ótimo. Em relação às perdas comerciais, o nível ótimo é zero, isto é, o ideal é que toda energia realmente entregue aos consumidores seja faturada corretamente. Já, em relação às perdas técnicas, o nível ótimo será em função da topologia e do comprimento das redes, dos materiais e dos equipamentos utilizados, do comportamento da carga (equilíbrio, fator de carga, demanda máxima, nível de carregamento permissível...).

O objetivo deste trabalho é o desenvolvimento e aplicação de algoritmos e ferramenta computacional para cálculos das perdas de energia elétrica, identificando por tipo e local onde ocorrem.

II. PERDAS TÉCNICAS DE ENERGIA ELÉTRICA

As perdas técnicas mais significativas num sistema de distribuição ocorrem nos condutores primários, nos transformadores de distribuição e nos condutores secundários, sendo geralmente desprezadas as perdas nos ramais de ligação, nos medidores, nos equipamentos de proteção e de manobra, nos reguladores de tensão, entre outros, por serem suficientemente pequenas.

Perdas técnicas de energia ativa e reativa:

$$\Delta W_{TT} = \sum_t^{T/\Delta t} (\Delta P_{RPt} + \Delta P_{TDt} + \Delta P_{RSt}) \cdot \Delta t \tag{2}$$

$$\Delta W_{TQT} = \sum_t^{T/\Delta t} (\Delta Q_{RPt} + \Delta Q_{TDt} + \Delta Q_{RSt}) \cdot \Delta t \tag{3}$$

Onde:

ΔW_{TT} e ΔW_{TQT} = perdas técnica de energia elétrica, ativa e reativa, na rede de distribuição para um período de tempo T (kWh, kVArh);

ΔP_{RPt} e ΔQ_{RPt} = perdas de potência, ativa e reativa, na rede primária no instante t (kW, kVAr);

ΔP_{TDt} e ΔQ_{TDt} = perdas de potência, ativa e reativa, nos transformadores de distribuição no instante t (kW, kVAr);

ΔP_{RSt} e ΔQ_{RSt} = perdas de potência, ativa e reativa, na rede secundária no instante t (kW, kVAr);

Δt = intervalo de tempo (h).

A maior dificuldade para determinação das perdas técnicas, de energia e de potência, é que elas são definidas somente através de cálculos de fluxo de potência ou da aplicação de métodos para sua estimação.

A. Perdas de Energia na Rede Primária

A resistência dos condutores é a principal causa das perdas de energia nas redes primárias, perdas Joule. Isso decorre da dissipação da energia elétrica em calor, causada pela corrente que flui nos condutores. Essa corrente também provoca uma perda de energia reativa na indutância dos condutores, a qual é armazenada na forma de campos magnéticos.

Perdas de energia ativa e reativa na rede primária:

$$\sum_{t}^{T/\Delta t} \Delta P_{RPt} \cdot \Delta t = \sum_{t}^{T/\Delta t} \left(\sum_{i,j} \left(3 \cdot I_{ijt}^{\ 2} \cdot L_{ij} \cdot r_{ij} \right) \right) \cdot \Delta t \tag{4}$$

$$\sum_{t}^{T/\Delta t} \Delta Q_{RPt} \cdot \Delta t = \sum_{t}^{T/\Delta t} \left(\sum_{i,j} \left(3 \cdot I_{ijt}^{\ 2} \cdot L_{ij} \cdot x_{ij} \right) \right) \cdot \Delta t \tag{5}$$

Onde:

ΔP_{RPt} e ΔQ_{RPt} = perdas de potência, ativa e reativa, na rede primária no instante t (kW, kVAr);

I_{ijt} = módulo da corrente no ramo do alimentador entre os nós i e j no instante t (A);

L_{ij} = comprimento do ramo entre os nós i e j (km);

r_{ij} e x_{ij} = resistência e reatância unitárias do condutor localizado no ramo do alimentador entre os nós i e j (kΩ/km).

O programa desenvolvido determina as perdas de potência, ativa e reativa, nos condutores primários, durante o processo de cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição [3]. Como a intenção é calcular as perdas de energia para um período de tempo T, é necessário realizar o fluxo de potência para todos os instantes de tempo t dentro do período.

B. Perdas de Energia nos Transformadores de Distribuição

As perdas de energia que ocorrem nos transformadores de distribuição são compostas especificamente pela soma de duas parcelas. A primeira, chamada de perdas em vazio, são as que ocorrem no núcleo do transformador, por isso também são conhecidas como perdas no ferro. É a energia consumida, na forma ativa, devido às perdas por efeito Histerese e por correntes parasitas de Foucault, e, na forma reativa, devido à excitação magnética do núcleo. Não dependem das variações de temperatura e da corrente de carga, mas sim da tensão aplicada sobre as bobinas.

A segunda parcela, chamada de perdas em carga, são as que ocorrem nos enrolamentos dos transformadores, por isso também são conhecidas como perdas no cobre. Manifestam-se, na perda ativa, sob a forma de calor (efeito Joule), e, na perda reativa, como a energia armazenada na forma de fluxos magnéticos dispersos na unidade transformadora. Dependem diretamente da carga do transformador e das condições de temperatura dos enrolamentos.

Perdas de energia ativa e reativa nos transformadores de distribuição:

$$\sum_{t}^{T/\Delta t} \Delta P_{TDt} \cdot \Delta t = \sum_{t}^{T/\Delta t} \left(\sum_{j} \left(\Delta P_{0nj} \cdot \frac{V_{jt}^{\ 2}}{V_{nj}^{\ 2}} + \Delta P_{Cnj} \cdot \frac{S_{jt}^{\ 2}}{S_{nj}^{\ 2}} \cdot \frac{V_{nj}^{\ 2}}{V_{jt}^{\ 2}} \right) \right) \cdot \Delta t \tag{6}$$

$$\sum_{t}^{T/\Delta t} \Delta Q_{TDt} \cdot \Delta t = \sum_{t}^{T/\Delta t} \left(\sum_{j} \left(\Delta Q_{0nj} \cdot \frac{V_{jt}^{\ 2}}{V_{nj}^{\ 2}} + \Delta Q_{Cnj} \cdot \frac{S_{jt}^{\ 2}}{S_{nj}^{\ 2}} \cdot \frac{V_{nj}^{\ 2}}{V_{jt}^{\ 2}} \right) \right) \cdot \Delta t \tag{7}$$

Onde:

ΔP_{TDt} e ΔQ_{TDt} = perdas de potência, ativa e reativa, nos transformadores de distribuição no instante t (kW, kVAr);

ΔP_{0nj} e ΔQ_{0nj} = perdas nominal de potência, ativa e reativa, em vazio para o transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador (kW, kVAr);

ΔP_{Cnj} e ΔQ_{Cnj} = perdas nominal de potência, ativa e reativa, em carga para o transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador (kW, kVAr);

S_{nj} e S_{jt} = potências, nominal e aplicada no instante t, para o transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador (kVA);

V_{nj} e V_{jt} = tensões, nominal e aplicada no instante t, para o transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador (kV).

Similar à rede primária, o software desenvolvido também determina as perdas de potência, ativa e reativa, nos transformadores de distribuição, durante o processo de cálculo do fluxo de potência. Para isso, criou-se um banco de dados contendo os valores das perdas nominais, em vazio e em carga, para os tipos de transformadores mais usuais [4].

Com a finalidade de obter resultados mais próximos da situação real, as perdas são calculadas levando em consideração a tensão e a carga aplicadas aos transformadores, para cada instante de tempo t.

C. Perdas de Energia na Rede Secundária

As perdas de energia, ativa e reativa, nas redes secundárias, manifestam-se de forma similar às perdas na rede primária, porém, pelo fato de as concessionárias possuírem um cadastro topológico insuficiente ou inexistente, torna-se difícil determiná-las. Nesse caso, optou-se por utilizar, no programa desenvolvido, modelos simplificados para representação das redes secundárias, os quais são diferenciados pela estrutura de distribuição e pelo número de consumidores [5].

Quando apenas um consumidor é atendido pelo transformador de distribuição, considera-se que a carga é concentrada no final da rede secundária (Fig. 1).

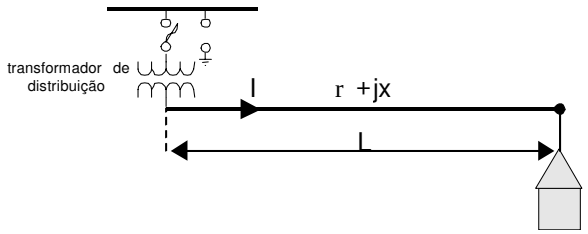

Fig. 1: Modelo de rede secundária para um consumidor: carga concentrada no final da rede.

As perdas de energia na rede secundária podem ser calculadas da seguinte maneira:

Perdas de energia ativa e reativa na rede secundária:

$$\sum_{t}^{T/\Delta t} \Delta P_{RSt} \cdot \Delta t = \sum_{t}^{T/\Delta t} \left(\sum_{j} \left(3 \cdot I_{jt}^{\ 2} \cdot L_j \cdot r_j \right) \right) \cdot \Delta t \tag{8}$$

$$\sum_{t}^{T/\Delta t} \Delta Q_{RSt} \cdot \Delta t = \sum_{t}^{T/\Delta t} \left(\sum_{j} \left(3 \cdot I_{jt}^{\ 2} \cdot L_j \cdot x_j \right) \right) \cdot \Delta t \tag{9}$$

Onde:

ΔP_{RSt} e ΔQ_{RSt} = perdas de potência, ativa e reativa, na rede secundária no instante t (kW, kVAr);

I_{jt} = módulo da corrente no secundário do transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador no instante t (A);

L_j = comprimento da rede secundária conectada no transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador (km);

r_j e x_j = resistência e reatância unitárias do condutor da rede secundária conectada no transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador (kΩ/km).

Quando houver mais de um consumidor atendido pelo transformador de distribuição, considera-se que a carga é uniformemente distribuída através da rede secundária, com o transformador localizado no centro de carga (Figura 2).

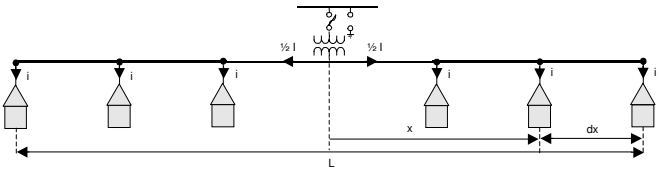

Fig. 2: Modelo de rede secundária para mais de um consumidor.

A corrente a uma distância x (km) do transformador, início da rede, é calculada por:

$$I_x = i \cdot x \tag{10}$$

onde i é a densidade linear de corrente, dada em A/km.

Supondo que a rede secundária apresenta uma resistência unitária r (Ω / km), a perda de potência ativa em um elemento de comprimento dx (km) será:

$$\Delta P_{dx} = 3 \cdot I_X^{\ 2} \cdot r \cdot dx \cdot = 3 \cdot (i \cdot x)^2 \cdot r \cdot dx \tag{11}$$

Para calcular a perda na rede inteira, basta integrar equação (11), resultando:

$$\Delta P_{RS} = 2 \cdot \int_0^{L/2} 3 \cdot i^2 \cdot x^2 \cdot r \cdot dx = 2 \cdot i^2 \cdot r \cdot \left(\frac{L}{2} \right)^3 \tag{12}$$

Considerando que $\frac{I}{2} = \frac{i \cdot L}{2}$, chega-se a:

$$\Delta P_{RS} = 2 \cdot \left(\frac{i \cdot L}{2} \right)^2 \cdot \frac{L}{2} \cdot r = \frac{I^2 \cdot L \cdot r}{4} \tag{13}$$

Analogamente, para a perda de potência reativa tem-se:

$$\Delta Q_{RS} = \frac{I^2 \cdot L \cdot x}{4} \tag{14}$$

Essa equação é justa quando o número de consumidores tende a infinito, caso contrário aparece um erro nos cálculos.

Observe a rede secundária da Fig. 3, com uma resistência unitária igual a 1 Ω / km:

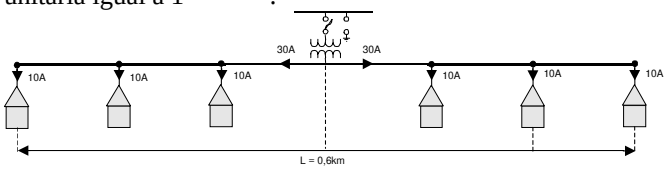

Fig. 3: Rede secundária com resistência unitária igual a 1 Ω / km.

O valor exato da perda de potência ativa é obtido por:

$$\Delta P_{RS} = 2 \cdot 3 \cdot 0{,}1 \cdot 1 \cdot (30^2 + 20^2 + 10^2) = 840W$$

Utilizando a equação (13), tem-se:

$$\Delta P_{RS} = \frac{60^2 \cdot 0{,}6 \cdot 1}{4} = 540W$$

Ou seja, nesse caso deverá ser utilizado um coeficiente de correção (Kc) para compensar essa diferença:

$$K_C = \frac{840}{540} = 1{,}555$$

Observe agora a rede secundária da Figura 4, com uma resistência unitária igual a 0,9 Ω / km:

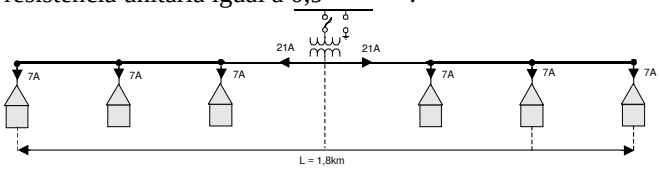

Fig. 4: Rede secundária com resistência unitária igual a 0,9 Ω / km.

O valor exato da perda de potência ativa é:

$$\Delta P_{RS} = 2 \cdot 3 \cdot 0{,}3 \cdot 0{,}9 \cdot (21^2 + 14^2 + 7^2) = 1111{,}32W$$

Empregando a equação (13), tem-se:

$$\Delta P_{RS} = \frac{42^2 \cdot 1{,}8 \cdot 0{,}9}{4} = 714{,}42W$$

Resulta para o coeficiente de correção:

$$K_C = \frac{1111{,}32}{714{,}42} = 1{,}555$$

Ou seja, o valor é idêntico ao anterior, isso ocorre porque o coeficiente não depende dos parâmetros da rede e da carga, e sim somente do número de consumidores. A Fig. 5 apresenta a curva dos valores de coeficiente de correção (K_C) em função do número de consumidores (N). A equação da curva pode ser definida, em forma de regressão de potência, por:

$$K_C = 1{,}663 * \left(\frac{N}{2} \right)^{-0{,}1205} \tag{15}$$

Onde:

K_C = coeficiente de correção;

N = número de consumidores.

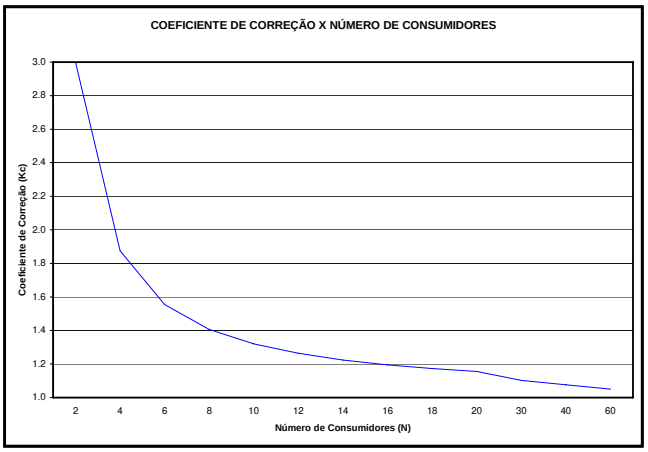

Fig. 5: Relação entre o coeficiente de correção e o número de consumidores.

Se o número de consumidores atendidos for ímpar, considera-se que o ramal de serviço de um consumidor é conectado diretamente no transformador de distribuição. Assim sendo, ele não ocasiona perdas para a rede secundária, considerando o local de instalação dos medidores de consumo de energia elétrica. Por isso, os edifícios são considerados, para a rede secundária, como sendo apenas um consumidor, visto que a sua carga é concentrada em único ponto da rede.

Assim, as perdas de energia na rede secundária podem ser calculadas para esse modelo, por:

Perdas de energia ativa e reativa na rede secundária:

$$\sum_{t}^{T/\Delta t} \Delta P_{RSt} \cdot \Delta t = \sum_{t}^{T/\Delta t} \left(\sum_{j} \left(\frac{I_{jt}^{\,2} \cdot L_j \cdot r_j}{4} \cdot K_C \right) \right) \cdot \Delta t \qquad (16)$$

$$\sum_{t}^{T/\Delta t} \Delta Q_{RSt} \cdot \Delta t = \sum_{t}^{T/\Delta t} \left(\sum_{j} \left(\frac{I_{jt}^{\,2} \cdot L_j \cdot x_j}{4} \cdot K_C \right) \right) \cdot \Delta t \qquad (17)$$

Onde:

ΔP_{RSt} e ΔQ_{RSt} = perdas de potência, ativa e reativa, na rede secundária no instante t (kW, kVAr);

I_{jt} = módulo da corrente no secundário do transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador no instante t (A);

L_j = comprimento da rede secundária conectada no transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador (km);

r_j e x_j = resistência e reatância unitárias do condutor da rede secundária conectada no transformador de distribuição localizado no nó j do alimentador (kΩ/km);

K_C = coeficiente de correção.

Incluiu-se, no programa desenvolvido, um banco de dados contendo os modelos de rede secundária apresentados. Para determinação do coeficiente de correção será utilizada a equação (15).

As correntes aplicadas nos transformadores de distribuição são obtidas no processo de cálculo do fluxo de potência, sendo convertidas para o secundário dos transformadores. Já os valores de impedância, geralmente as concessionárias realizam um levantamento físico para uma amostra das redes secundárias, a fim de se obter o condutor mais típico e a sua extensão média. Elas também podem empregar metodologias para definição da impedância em função da queda de tensão máxima aceitável. Nesse caso, determina-se o valor de impedância que atende essa exigência para a condição de carga máxima.

O software permite obter as perdas técnicas para cada elemento das redes de distribuição, bem como seus valores totais.

Para obter as perdas técnicas de energia para um determinado período, é necessário realizar a estimação para todos os instantes de tempo dentro do período de tempo considerado. Visando a otimizar o processo, desenvolveu-se no programa uma opção para calcular as perdas diárias de energia, ou seja, o programa executa automaticamente o cálculo do fluxo de potência, para 24 horas num intervalo horário. Assim, quando houver a necessidade, por exemplo, de determinar as perdas técnicas de energia elétrica para um período mensal, será necessário realizar apenas 30 estimações em vez de 720 (30 dias x 24 horas). Evidentemente que essa abordagem só poderá ser utilizada quando as concessionárias possuírem sistemas de medidas remotas nas subestações. Esse método é o mais eficiente e preciso de todos, pois possibilita obter as perdas técnicas para qualquer instante de tempo desejável, inclusive em tempo real.

Nos casos em que as subestações não possuam sistemas de medidas remotas, devem ser empregados métodos alternativos para os cálculos das perdas de energia.

D. Emprego de Algoritmos Alternativos para Cálculo das Perdas Técnicas de Energia Elétrica

Optou-se em utilizar três modelos [6,7] para obter as perdas para um período maior de tempo, os quais são usados quando se tem apenas disponível: a medição dos alimentadores para um dia no mês, a representação da carga elétrica dos consumidores por demanda máxima e os dados de consumo mensal de energia elétrica dos consumidores, respectivamente.

$$\Delta W_{TT} = \Delta W_{Td} \cdot D_E \qquad (18)$$

$$\Delta W_{TT} = \Delta P_{\max} \cdot \tau \qquad (19)$$

$$\Delta W_{TT} = \Delta P_{med} \cdot K_f^{\,2} \cdot T \qquad (20)$$

Onde:

ΔW_{TT} = perda técnica de energia elétrica para um período de tempo T;

ΔW_{Td} = perda diária de energia elétrica;

D_E = duração de dias equivalentes para o período de tempo T;

ΔP_{max} = perda máxima de potência ativa na rede de distribuição;

ΔP_{med} = perda de potência ativa na rede de distribuição correspondente ao regime de demanda média mensal;

K_f = coeficiente de forma.

A duração de dias equivalentes, pode ser obtida por:

$$D_E = \frac{W_{SET}^{\ 2}}{W_{SEd}^{\ 2} \cdot N_T} \tag{21}$$

Onde:

D_E = duração de dias equivalentes;

W_{SET} = energia ativa fornecida pela subestação, saída do alimentador, para um período de tempo T (kWh);

W_{SEd} = energia ativa fornecida pela subestação, saída do alimentador, para o dia em que foi realizado o cálculo das perdas diárias (kWh);

N_T = número de dias no período de tempo T.

Em relação ao parâmetro τ, existem várias propostas para sua definição, a mais simples e a mais exata consiste na realização de cálculos diretos com base nos valores horários de fornecimento de energia , conforme a equação a seguir:

$$\tau = \frac{\dfrac{\sum_{i=1}^{T} W_{SEhi}^{\ 2}}{T}}{W_{SEh\,max}^{\ 2}} \cdot T \tag{22}$$

Onde:

W_{SEhi} = energia ativa fornecida pela subestação, saída do alimentador, para a hora i (kWh);

W_{SEhmax} = valor máximo de energia ativa horária fornecida pela subestação, saída do alimentador, durante o período de tempo T (kWh);

T = período de tempo em horas (h).

Para definir o coeficiente de forma com base em características indiretas, pode-se aplicar a equação abaixo:

$$K_f^{\ 2} = 1 + \frac{3 \cdot (P_{max} - P_{min})^2}{4 \cdot (P_{max} + P_{min})^2} \tag{23}$$

Onde:

P_{max} = potência ativa máxima medida para a saída do alimentador, durante o período de tempo T (kW);

P_{min} = potência ativa mínima medida para a saída do alimentador, durante o período de tempo T (kW).

III. PERDAS COMERCIAIS DE ENERGIA ELÉTRICA

As perdas de energia comerciais são determinadas subtraindo as perdas técnicas das perdas globais, sendo obtidas apenas para a energia ativa, visto que o consumo de energia reativa não é medido para a maioria dos consumidores. Como o consumo de energia dos consumidores é medido num período mensal, as perdas comerciais só poderão ser definidas também para esse período.

$$\Delta W_{Cm} = \Delta W_{Gm} - \Delta W_{Tm} \tag{24}$$

Onde:

ΔW_{Cm} = perda comercial de energia elétrica na rede de distribuição para um período mensal (kWh);

ΔW_{Gm} = perda global de energia elétrica na rede de distribuição para um período mensal (kWh);

ΔW_{Tm} = perda técnica de energia elétrica na rede de distribuição para um período mensal (kWh).

Apesar do programa desenvolvido não calcular diretamente as perdas comerciais, seus resultados podem ser empregados para sua definição, uma vez que, através do cálculo do fluxo de potência em redes de distribuição, se obtém as perdas técnicas.

IV. RESULTADOS PRÁTICOS

Devido à concessionária não possuir o cadastro topológico da rede secundária, foi empregado o método descrito no item 2.C. Com relação aos valores de impedância, a empresa realizou um levantamento físico para uma amostra das redes, obtendo como condutor mais típico a bitola 2CA e um comprimento médio de 500 metros. Deste modo, tem-se:

$$R_{RS} = L \cdot r = 0{,}5 \cdot 0{,}9633 = 0{,}4817\Omega$$

e

$$X_{RS} = L \cdot x = 0{,}5 \cdot 0{,}4676 = 0{,}2338\Omega$$

Onde:

R_{RS} e X_{RS} = resistência e reatância das redes secundárias (Ω);

L = comprimento médio das redes secundárias (km);

r e x = resistência e reatância unitárias do condutor 2CA (Ω/km).

Assim, estes dados são usados na Equação 16 para cálculo das perdas técnicas nas redes secundárias.

A. Perdas Técnicas de Energia Elétrica

Como estudo de caso, são analisadas as perdas de energia, para um dia útil, no alimentador da concessionária ilustrado na Fig. 6.

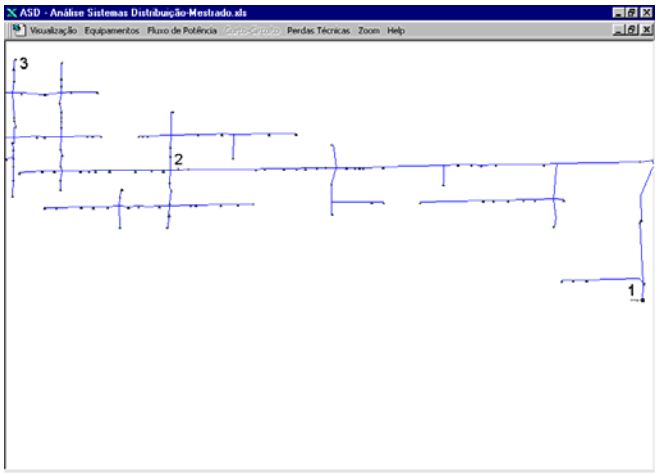

Fig. 6: Topologia do alimentador utilizado no estudo de caso.

A proposta é verificar a contribuição de cada elemento elétrico do sistema em relação ao montante total de perdas. Para isso, calcularam-se as perdas diárias de energia, com base nas informações cadastrais da rede de distribuição, na representação das cargas elétricas dos consumidores através de curvas de carga típicas e nas informações das medidas da subestação, saída do alimentador.

Comparando as perdas diárias de energia ativa, para cada parcela da rede, tem-se (Tab. 1):

TABELA 1 – PERDAS DIÁRIA DE ENERGIA ELÉTRICA

Energia Diária Fornecida	Perdas Diária de Energia Elétrica			
	Redes Primárias	Transformadores Distribuição	Redes Secundárias	Perda Total
87,65MWh	1,37MWh	2,51MWh	4,12MWh	8,00MWh
100,0%	1,6%	2,9%	4,7%	9,1%

Apesar de as perdas na rede secundária serem estimadas, o seu valor está coerente com o esperado, pois, historicamente, as perdas técnicas no sistema de distribuição de baixa tensão vêm se mantendo entre 4% e 6% [8]. É extremamente importante que as concessionárias conheçam o percentual de perdas para cada componente das redes de distribuição, para identificar qual ação a ser adotada para sua redução, direcionando de forma otimizada os recursos necessários.

B. Emprego dos Algoritmos Alternativos para Cálculo das Perdas Técnicas e Comerciais de Energia

Para definição das perdas técnicas e comerciais de energia elétrica, escolheu-se como objeto de estudo um alimentador da concessionária que atende apenas consumidores primários. Dessa forma, não é considerada a influência da rede secundária. Para determinação das perdas técnicas mensais realizou-se um comparativo do valor obtido com o cálculo do fluxo de potência diário para o período mensal e com os algoritmos alternativos, descritos anteriormente, os quais abordam as diferentes situações que os dados poderão ser encontrados nas concessionárias. Já as perdas de energia comerciais são determinadas subtraindo as perdas técnicas das perdas globais.

A Tabela 2 apresenta a comparação das perdas calculadas, pelos modelos, em relação à perda global.

TABELA 2 –CÁLCULO DAS PERDAS MENSAIS DE ENERGIA ELÉTRICA EM kW

Perda Global	Perda Calculada através de Fluxo Potência Diário	Modelos Alternativos		
		1º (Eq. 18)	2º (Eq. 19)	3° (Eq. 20)
27.173,43	26.847,35	26.162,78	25.142,86	25.403,90
-	1,2%	3,7%	7,5%	6,5%

Pode-se concluir para esse caso que as perdas comerciais são praticamente nulas, devido à diferença ser de apenas 1,2%. Provavelmente, se fossem consideradas as perdas nos ramais de ligação, medidores e demais equipamentos, essa diferença diminuiria. Conforme esperado, a determinação das perdas através do cálculo do fluxo de potência para o período considerado é o mais preciso e eficiente de todos, porém nem sempre se pode aplicá-lo. Já os resultados dos demais modelos também foram satisfatórios, não ultrapassando 7,5% de diferença.

V. CONCLUSÕES

O objetivo principal do trabalho consistiu em desenvolver algoritmos e programa computacional para determinação das perdas de energia elétrica, identificando por tipo (técnicas ou comercial) e local onde ocorrem (redes primárias, transformadores de distribuição e redes secundárias), resultando em uma ferramenta útil, confiável e de fácil aplicação para as concessionárias de energia elétrica.

Em comparação aos softwares convencionais, destacam-se as seguintes vantagens: possibilidade de obter as perdas elétricas nos transformadores de distribuição e nas redes secundárias, possibilidade de calcular as perdas diárias nos elementos elétricos, emprego de algoritmos alternativos para cálculo das perdas técnicas de energia elétrica.

Para uma avaliação real do desempenho do software, realizaram-se estudos de casos com dados reais das concessionárias de energia elétrica. Como os resultados demonstrados e discutidos, apresentaram-se satisfatórios, o objetivo do trabalho foi alcançado.

VI. REFERÊNCIAS

[1] J.A CIPOLI, M.A. MARCO, N. SIMÃO, et al. “Metodologia para Avaliação e Medição das Perdas Técnicas, Comerciais e Totais da Distribuição”, *I CITENEL – ANNEL 2001, Brasília / DF, 2001.*

[2] G. POSPELOV, N. SICH, “Perdas de Potência e de Energia em Redes Elétricas”, *Energoatomizdat, Moskow, p.216, 1981.*

[3] D.P. BERNARDON, et al. “Emprego de novas Metodologias e Algoritmos mais eficientes para Modelagem das Cargas Elétricas e Estimação de Estados em Sistemas de Distribuição”, *XVI SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Brasília / DF, novembro/2004.*

[4] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. “Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição–Padronização: NBR 5440”, *Rio de Janeiro / RJ, novembro/1997.*

[5] A. ALMEIDA, R. PINHO, J. RAMALHO, et al. “Simulador de Perdas Técnicas na Rede Secundária de Distribuição”, *XV SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Salvador / BA, novembro/2002.*

[6] Y. ZELEZCO, “Escolha de Meios para Redução das Perdas de Energia em Redes Elétricas”, *Energoatomizdat, Moskow, 1989.*

[7] V. VOROTNITSKIY, Y. ZELEZCO, V. KAZANTSEV, et al. “Perdas de Energia em Redes Elétricas dos Sistemas de Potência.”, *Energoatomizdat, Moskow, p.365, 1983.*

[8] J. BILBAO, E. TORRES, P. EGUIA, et al. “Determination of Energy Losses”, *XVI CIRED – International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Holanda, junho/2001.*

VII. BIOGRAFIA

Daniel Bernardon nasceu em Santa Maria, Brasil, em 15 de setembro de 1977. Doutorando do programa de pós-graduação em engenharia elétrica da Universidade Federal de Santa Maria – RS. Possui seis anos de experiência em Operação dos Sistemas Elétricos. Membro do IEEE desde 2004.