

Metodologia Probabilística para Cálculo de Perdas Técnicas na Rede de Distribuição

André Valente, Aurino Almeida, Jorge Ramalho e Mariana Strauch¹

Resumo—Este artigo apresenta uma metodologia probabilística para cálculo de perdas técnicas em redes secundárias de distribuição, desenvolvida no âmbito do programa de P&D da COELBA, baseada em curvas de cargas típicas de consumidores, topologia e características construtivas da concessionária.

Esta metodologia utiliza base de dados reduzida, de fácil obtenção pelas concessionárias e que possibilita o acompanhamento por parte das agências reguladoras. Considera a natureza aleatória do comportamento da carga, adotando uma solução de compromisso entre a quantidade de dados necessários para representar as características elétricas dos diferentes elementos do sistema (tempo e recursos requeridos para obtenção e manutenção de cadastros) e a precisão dos resultados a níveis ótimos.

Desenvolveu-se um software para cálculo de perdas técnicas em redes secundárias de distribuição resultando numa ferramenta de trabalho flexível, que permite ao usuário efetuar cálculos com base em dados típicos ou modelar suas redes com base em medições de campo.

Palavras-chave—Conservação de Energia, Distribuição de Energia, Perdas.

I. INTRODUÇÃO

Otimizar as perdas representa não só liberar investimentos na medida que aumenta a disponibilidade de energia comprada para ser faturada, mas também, melhorar a qualidade do produto oferecido aos consumidores, o que face ao novo modelo de consumidores livres pode agregar valor ao produto e contribuir para um ganho adicional de mercado para a concessionária.

A avaliação das perdas técnicas num sistema de distribuição torna-se por sua vez complicada fundamentalmente pela grande quantidade de elementos que constituem o sistema, pela grande quantidade de dados necessários, pelo caráter aleatório do comportamento das cargas e pelo seu contínuo processo de expansão. A compilação desses dados pressupõe o dispêndio de tempo e recursos que podem ser tanto maiores quanto maior for o sistema e mais detalhada for a metodologia para o processamento dos mesmos. Além disso, as concessionárias com bases cadastrais pouco desenvolvidas simplesmente não

estão em condições de fornecer os dados necessários para a avaliação das perdas técnicas a partir das características elétricas detalhadas dos diferentes elementos que formam o sistema de distribuição. O compromisso entre a quantidade de dados necessários para a avaliação das perdas técnicas de um sistema elétrico, os requisitos de tempo e de recursos para a sua compilação e processamento, e as vantagens derivadas de seu conhecimento tem que ser ponderado.

A solução para se calcular as perdas no sistema de distribuição é a utilização de uma base de dados reduzida, de fácil obtenção por parte da concessionária, e de fácil acompanhamento por parte das agências reguladoras, ainda que o grau de precisão dos resultados fique comprometido. É necessário, portanto, definir uma metodologia que utilize dados de fácil obtenção e que reduza a falta de precisão a níveis ótimos.

II. METODOLOGIA

A metodologia foi desenvolvida agregando os componentes da rede secundária e desenvolvendo modelos de cálculos que melhor se adaptassem a realidade de cada grupo agregado. Nos grupos em que a perda varia com a aleatoriedade da carga, foram desenvolvidos modelos probabilísticos de cálculo, e nos equipamentos cujas perdas não variam de maneira significativa com a variação da carga, foram adotados modelos determinísticos. Além disso, nos grupos cujas perdas são mais significativas, os modelos desenvolvidos foram mais elaborados para conseguir um resultado com um grau de precisão maior, do que nos elementos onde as perdas correspondem a uma parcela menor das perdas técnicas totais.

A metodologia desenvolvida aplica-se ao cálculo das perdas em redes secundárias típicas, compostas de transformador de distribuição, circuitos de baixa tensão, ramais de entrada e medidores de energia.

TABELA I
PARCELA DE PERDA POR SEGMENTO DA REDE E TIPO DE CÁLCULO
DESENVOLVIDO

Segmento	Percentual das Perdas Globais	Tipo de Cálculo Desenvolvido
Rede Secundária	9 a 20 %	Probabilístico
Transformadores de Distribuição	15 a 26 %	Probabilístico
Ramais de Serviço	1 a 4 %	Probabilístico
Medidores	2 a 5 %	Determinístico
Capacitores	1%	Determinístico

Apoio do Fundo de Desenvolvimento Tecnológico – ELETROBRÁS
A. Valente trabalha na Universidade Salvador (e-mail: avalente@unifacs.br)

A Almeida trabalha na COELBA (e-mail: aalmeida@coelba.com.br)

J. Ramalho trabalha na Universidade Salvador (e-mail: jjramalho@posgrad.unifacs.br)

M. Strauch trabalha na Universidade Salvador (e-mail: strauch@unifacs.br)

Para realizar o cálculo é preciso definir as topologias típicas de rede da concessionária, contemplando assimetrias em qualquer grau e as curvas de carga típicas por categoria de consumidor (residencial, comercial, rural, industrial, etc.).

Com base em uma topologia típica, define-se uma rede, atribuindo à geometria definida as características do transformador de distribuição e dos cabos da rede secundária em estudo. Os transformadores podem ser trifásicos e monofásicos sendo que os monofásicos podem ser com ou sem neutro.

Atribui-se a quantidade de consumidor por poste, especifica-se distância entre postes e percentuais de categorias de consumidores ligados à rede secundária (% de consumidores residenciais, % de consumidores rurais, e assim por diante).

Calcula-se então as perdas em cada conjunto de elementos que compõe a rede modelada, isto é, calcula-se as perdas de demanda e de energia do transformador, da rede secundária, dos ramais de ligação e dos medidores de energia.

Esses resultados constituem-se em um exemplo, que será considerado, no método desenvolvido, como uma amostra das possíveis combinações aleatórias de carga da rede em estudo. São calculados tantas simulações quantas sejam necessárias para obter número de amostras suficientes para inferir o valor médio das perdas esperadas para a rede definida, com probabilidade de ocorrência superior a 95% e erro máximo de 5% em relação ao valor médio das perdas. Verificamos, nos casos reais calculados, que 50 simulações são suficientes para obter-se este grau de confiança nas inferências.

Os valores médios das perdas de demanda e de energia com os respectivos desvios padrões são então disponibilizados e recomenda-se sua adoção como valor médio de perdas técnicas da rede estudada.

O cálculo das perdas técnicas em redes secundárias de um alimentador primário, de uma região de concessão ou mesmo da própria concessionária pode ser feito definindo-se as redes típicas reais existentes, calculando-se as perdas médias prováveis de cada rede típica e agregando-se os resultados médios obtidos em função da quantidade de redes típicas existentes. Ressaltamos que os valores médios das perdas podem ser agregados por soma direta enquanto que os respectivos desvios padrões serão agregados como a raiz quadrada da soma dos respectivos quadrados dividido pelo número de valores agregados.

A. Rede Secundária

Para efetuar os cálculos sorteia-se aleatoriamente curvas de carga típicas por categorias de consumidores e as atribui aleatoriamente aos postes definidos na topologia. O sorteio obedece a quantidade de consumidor por categoria e a quantidade de consumidores por poste estabelecidas, respeitando o padrão de ligação do transformador. Isto é, se o equipamento for trifásico, a rede admitirá que se especifique consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos. Caso o equipamento seja bifásico (monofásico com tap central), a rede admitirá que se especifique consumidores monofásicos e bifásicos e no caso de

equipamento monofásico, a rede admitirá apenas consumidores monofásicos.

Agrega-se então as curvas de cargas de todos os consumidores de cada poste, obtendo-se a curva de carga agregada por poste. Calcula-se, a partir dessas curvas, a corrente elétrica por fase e no neutro, em cada segmento da rede secundária que une postes adjacentes, para cada período da curva de carga agregada por poste. De posse desses dados e da impedância de cada segmento da rede calcula-se e agrega-se as perdas por segmento e por período. Obtém-se as perdas da rede secundária como o somatório das perdas de cada um dos segmentos que a compõe.

As perdas de energia são calculadas com base nas perdas de demanda calculadas aplicando-se às curvas de cargas típicas adotadas os respectivos fatores de ponderação para sábado e domingo. Considerou-se que o comportamento da carga em dias feriados é semelhante ao comportamento em dias de domingo.

Para cada rede assim modelada são efetuados os cálculos acima descritos armazenando-se os valores finais de perdas de demanda e de energia de cada elemento básico, bem como o fator de perdas, e o fator de carga da rede além da energia entregue no período.

B. Transformador de Distribuição

Nos transformadores, as perdas podem ser separadas em perdas no ferro (ΔP_{ferr}) e perdas no cobre (ΔP_{cu}).

As perdas no ferro dependem da tensão aplicada sobre as bobinas e do projeto das mesmas. São consideradas constantes para cada tipo de transformador, onde tipo deve ser entendido como a caracterização do transformador por potência e tensão nominais.

As perdas no cobre dependem da carga do transformador e portanto variam durante o período analisado em função da curva de carga do transformador, e fator de utilização, f_u .

Os valores para as perdas nominais no ferro e no cobre são tabeladas para cada tipo de transformador. Com base nestes valores as perdas totais de demanda e energia do transformador podem ser definidas como:

$$\Delta P_T = \Delta P_{\text{ferr}} + f_u^2 \times \Delta P_{\text{cu}} \quad (1)$$

$$\Delta W_T = T \times \Delta P_{\text{ferr}} + f_p \times T \times f_u^2 \times \Delta P_{\text{cu}} \quad (2)$$

ΔP_T – Perdas totais de um transformador;

f_u – Fator de utilização do transformador;

ΔP_{ferr} – Perdas nominais no ferro do transformador.

ΔP_{cu} – Perdas nominais no cobre do transformador.

ΔP_{ferr} , ΔP_{cu} , são tabulados para transformadores de diferentes potências e tensões;

ΔW_T – Perdas de energia total do transformador;

f_p – fator de perdas;

T – Período de estudo;

Nesta metodologia, acumula-se no poste onde está instalado o transformador as curvas de carga agregadas de todos os postes que compõem a rede e obtém-se a curva de carga agregada do transformador. Com base nessa curva e nos valores de perdas tabelados por potência e tipo de transformador, calcula-se as perdas no transformador.

C. Ramais de Ligação ou de Serviço

Nos ramais de serviço as perdas são causadas pela passagem da corrente, sendo portanto, perdas ôhmicas do tipo i^2r . Apesar do enorme número de ramais existente, as perdas relativas aos mesmos são suficientemente pequenas (1-4% do total de perdas) para justificar o uso de algoritmo de cálculo simplificado.

A metodologia simplificada consiste em:

- Calcular as perdas considerando a resistência média das fases dos ramais e a corrente média que circula por elas.
- Considerar a corrente ou carga média dos consumidores bifásicos e trifásicos como o dobro e triplo, respectivamente, da carga média dos consumidores monofásicos.

Utilizando a seguinte expressão:

$$\Delta P_r = \frac{1000 \times R \times P_r^2}{V_{fn}^2 \times \cos^2 \varphi} \times \frac{2 \times N_1 + 3 \times (N_2 + N_3)}{(N_1 + 2 \times N_2 + 3 \times N_3)^2} \quad (3)$$

Onde

P_r – Potência máxima que flui nos ramais de ligação [kW];

R – Resistência média da fase dos ramais ligação (ohms);

Cos φ - Fator de potência médio dos consumidores ;

V_{fn} – Tensão fase neutro nominal secundária.

N_1 - Número de consumidores monofásicos;

N_2 - Número de consumidores bifásicos;

N_3 - Número de consumidores trifásicos;

As perdas de energia para os ramais de ligação podem ser obtidas como:

$$\Delta W_r = \Delta P_r \times f_p \times T \quad (4)$$

Nesta metodologia o valor de P_r é definido a partir da curva de carga agregada no poste que sustenta o transformador, da qual subtrai-se as perdas no transformador e as perdas dos cabos da rede secundária.

D. Medidores

As perdas nos medidores são definidas pelo consumo de energia das respectivas bobinas de potencial. São valores conhecidos e se mantêm praticamente constantes ao longo de todo período de utilização do equipamento.

Os equipamentos utilizados no país têm uma potência média de 1,2 a 1,5 W por bobina. Logo, conhecendo a quantidade de medidores e o tipo (monofásico, bifásico ou trifásico) as perdas de potência são definidas pela expressão:

$$\Delta P_m = \frac{1,2}{1000} \times \sum_{i=1}^3 i \times N_i \quad (5)$$

E as perdas de energia são definidas por:

$$\Delta W_m = \Delta P_m \times f_p \times T \quad (6)$$

Onde

ΔP_m - Perdas de potência ativa nos medidores de energia.

ΔW_m - Perdas de energia nos medidores.

T - Tempo (período) de estudo.

N_i - Número de medidores. Para $i=(1,2,3)$ medidores (monofásicos, bifásicos e trifásicos) .

f_p - Fator de perdas. Para os medidores $f_p=1$.

E. Capacitores

As perdas relativas aos equipamentos de compensação de reativo, (capacitores fixos e controláveis) são função do grau de utilização dos mesmos pelas concessionárias. Nos casos onde o uso não é muito significativo, a bibliografia estudada indica sua inclusão nas perdas diversas. A Concessionária local não usa equipamentos de regulação em baixa tensão, porém o cálculo das perdas em capacitores, pode vir a ser agregado ao software, usando a seguinte metodologia:

No caso dos capacitores as perdas unitárias por kVar instalado são função do tipo de isolamento utilizado na sua fabricação.

Capacitores que utilizam filme isolaste, têm perdas específicas da ordem de 0,25 W/kVar.

Capacitores que utilizam isolamento de papel impregnado têm perdas específicas da ordem de 2 a 3 W/kVar.

O cálculo das perdas por capacitor pode então ser feito através da seguinte fórmula,

$$\Delta P_{cap} = \Delta P_{pcap} \times kVar \quad (7)$$

onde,

ΔP_{cap} – Perda de potência no capacitor

ΔP_{pcap} – Perda específica em função do tipo de isolamento

kVar – Capacidade nominal instalado do capacitor

Para o conjunto de capacitores da concessionária as perdas de energia podem ser definidas por:

$$\Delta W_{cap} = \Delta P_{cap} f \times T + \Delta P_{cap} c \times t \quad (8)$$

onde,

ΔW_{cap} – Perda de energia nos capacitores

$\Delta P_{cap} f$ – Perda de potência nos capacitores fixos

$\Delta P_{cap} c$ – Perda de potência nos capacitores controláveis

T – período de análise

t – tempo de conexão dos capacitores controláveis

F. Diversos

As perdas diversas são definidas como um percentual sobre as perdas totais. Esta prática, embora sem fundamento científico, respalda-se no pequeno valor destas perdas e na dificuldade de mensurá-las, pois trata-se de perdas como as das conexões, efeito corona, fuga no isolamento dos equipamentos, contato de árvores com a rede, qualidade das manutenções efetuadas, etc. Neste trabalho consideraremos que as perdas diversas devem ser calculadas ao final do processo de cálculo das perdas técnicas, aplicando-se o percentual de 10% sobre o total das perdas técnicas, considerando-se a rede primária e secundária. Por isto, não efetuamos este cálculo para a rede de baixa tensão isoladamente.

III. O SOFTWARE

O programa desenvolvido, intitulado **SimPerdas**, simula uma rede secundária típica, segundo a topologia escolhida e calcula as perdas técnicas nesta rede, utilizando a metodologia descrita anteriormente.

Trata-se de um programa simples de usar, oferecendo resultados rápidos com um mínimo de dados específico do sistema de distribuição da Concessionária.

O *SimPerdas* está estruturado em três módulos básicos:

Dados.

Neste módulo são registrados os cadastros básicos dos elementos construtivos de uma rede secundária.

Cálculo das perdas médias de uma rede secundária.

Neste módulo são construídas as redes típicas dos sistemas de distribuição da Concessionária e efetua-se o cálculo das perdas médias de cada rede, uma por vez.

Cálculo das perdas médias relativas ao conjunto de redes secundárias de uma região

Neste módulo especifica-se a combinação de redes típicas construídas no módulo anterior que compõe uma dada região (alimentador, subestação, regional, etc.). Registra-se a quantidade de cada rede típica existente na região e efetua-se o cálculo das perdas médias do agrupamento.

O Software já dispõe de cadastros básicos típicos necessários ao cálculo de uma primeira aproximação das perdas médias de uma rede secundária bastando que o usuário defina a rede e processe o cálculo de sua perdas. As redes típicas fornecidas pela concessionária local estão cadastradas.

Uma rápida descrição do programa seria:

- Define-se e nomeia-se uma topologia para a rede secundária a ser calculada;
- Para esta topologia, define-se a potência do transformador, o carregamento do mesmo, a bitola dos cabos, consumidores por poste, tipos de consumidores e o desequilíbrio máximo entre as fases. Nomeia-se a rede a ser calculada.
- Define-se uma série de parâmetros gerais e então já é possível realizar o cálculo para uma rede.

O *SimPerdas* realiza tantas iterações quantas forem definidas nos parâmetros gerais e apresenta como resultado as perdas médias e o desvio padrão por segmento da rede.

Para realizar o cálculo por região é necessário predefinir as redes que serão utilizadas. O cálculo é realizado da mesma maneira e, em ambos os casos, o resultado é apresentado em uma planilha EXCEL para facilitar a utilização em outros aplicativos.

IV. ANÁLISE DE RESULTADOS

Para uma comparação entre os resultados obtidos com o uso do programa e o método tradicional de cálculo de perdas da concessionária foi escolhida a rede de Vitória da Conquista, Sede, Circuito 4, cujas perdas de potência totais, estimadas pela concessionária são de 4,2 kW. Os dados disponibilizados acerca desta rede são:

Transformador: Potência = 75 kVA - 220/380V
 Fator de Utilização = 1,16
 $P_{\text{cobre}} = 1.54 \text{ kW}$
 $P_{\text{ferro}} = 0.39 \text{ kW}$

Cabos: Comprimento = 1600m
 Condutor Tronco = 1/0 CA
 Condutor Ramal = 4 CA
 Perdas = 2,27 kW

Consumidor: Residencial = 176
 Comercial = 1
 Monofásicos = 172
 Bifásicos = 4
 Trifásicos = 1

Ramais de ligação: Monofásicos e Bifásicos = 6mm²
 Cobre
 Trifásicos = 10mm² Cobre
 Comprimento médio = 20m

A rede apresentada pela concessionária foi desenhada no software, ficando sua topologia registrada como VTC-C4. Todos os parâmetros foram ajustados para atender a rede especificada: quantidades e tipos de consumidores, carregamento máximo do transformador, cabos especificados, comprimento médio do ramal de ligação e entre os postes da rede, etc. O cálculo foi realizado para 50 iterações e o resultado obtido foi:

RESULTADOS				
Componente	Perda de Energia (kWh/ano)		Perda de Demanda (kW)	
	média	desvio padrão	média	desvio padrão
Transformador	5.458,28	136,64	1,37	0,08
Rede Secundária	6.322,17	486,85	2,53	0,26
Ramais de ligação	310,59	32,06	0,13	0,01
Medidores	1.903,93		0,22	
Total	13.994,97	168,89	4,25	0,09
Percentuais	4,15%	1,21%	5,87%	2,16%
Fatores				
Fc (fator de carga)	47,44%	1,25%		
Fp (fator de perdas)	27,46%	1,79%		
Fu (fator de utilização)	96,48%	3,81%		
Totais				
Energia Total (kWh/ano)	337.267,79	16.597,61		
Demanda Máxima (kVA)	72,36	2,86		
Referência				
Rede	C4 teste			
Transformador (kVA)	75 - Trifásico - 380/220V			
No.de Iterações Utilizado	50			
No.de Iter. p/ precisão 95%	30			

Fig. 1. Tela do Software - Resultados

Comparando as perdas de potência com os dados da Concessionária temos:

TABELA II
 COMPARAÇÃO ENTRE CÁLCULOS DA CONCESSIONÁRIA E DO SOFTWARE

ITEM	Resultados COELBA	Resultados <i>SimPerdas</i> (Desequilíbrio = 0)	Diferença média
Transformador	1,93 kW	1,37 ± 0,08 kW	0,56 kW
Rede Secundária	2,27 kW	2,52 ± 0,26 kW	0,25 kW
Ramais de Ligação	-	0,13 ± 0,01 kW	-
Medidores	-	0,22 kW	-
TOTAL	4,20 kW	4,25 ± 0,09 kW	0,05 kW

Observa-se que os valores encontrados pela concessionária encontram-se no interior do intervalo de valores esperados calculado pelo *SimPerdas*. Os resultados encontrados, considerando o circuito equilibrado, estão bem próximos dos encontrados pela Concessionária, (exceto o transformador, pois o sorteio de curvas levou a um fator de utilização menor que 1,16), porém o que é mais importante nessa metodologia de simulação é que o cálculo das perdas de energia são realizados de maneira direta, sem a utilização

do fator de perdas como uma função do fator de carga, pois a utilização da constante k para relacionar os dois fatores pode levar a valores de perdas de energia significativamente diferentes.

A Concessionária costuma utilizar as equações (9) e (10) para calcular as perdas de energia relativas a suas redes.

$$E_p = P_p \times F_p \times T \quad (9)$$

$$F_p = F_c^{1,65} \quad (10)$$

Para os dados da rede calculada anteriormente:

Fu=1,16, indica que a demanda máxima é 87 kW,

Energia faturada foi 405.500 kWh, o que indica um fc = 0,53 e portanto, um fp = 0,35.

Com estes fatores, a energia perdida nesta rede, utilizando a expressão (9) seria:

$$E_p = P_p \times f_p \times T = 4,2 \times 0,35 \times 8760 = 12.877 \text{ kWh.}$$

O software consegue resultados compatíveis, sem utilizar dados de faturamento, nem a aproximação do fator de perdas.

V. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a contribuição de R. Pinho pelo desenvolvimento do software.

VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CODI- *Método para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição*. Relatório CODI 3.2.19.34.0
- [2] Araújo, R. J. P. - *Determinação das Perdas de Potência no Sistema de Distribuição da COELBA como insumo para cálculo de tarifas*. Relatório 014/GPI/2000 da COELBA
- [3] Bacelar, J. *Perda nos Componentes de Redes de Distribuição*. - COELBA .
- [4] Bacelar, J. *Perda no Sistema de Distribuição da COELBA*. - Relatório 214RDIPL - 1994 .
- [5] Maliuk, I. *Metodologia Agregada para Avaliação de Perdas em Sistemas de Distribuição*.- Tese de Doutorado, EPUSP – 2000.
- [6] CIPOLI J.A. 1993, "Engenharia de distribuição" Rio de Janeiro, Qualitymark, 340 p.
- [7] Macías, A. *Modelos para Estudios de Perdidas en Sistemas de Distribución*. - Universidad de los Andes -
- [8] Baran, M., Wu, F. *Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing*. - IEEE - 1989.
- [9] Sun, D. e outros. *Calculation of Energy Losses in a Distribution System*. - IEEE - 1980.
- [10] Shultz, R. e outros. *Determination of Subsystem Loss Factors for Loss Allocation with Limited Data*. - IEEE - 1982.
- [11] Gustafson, M., Baylor, J. *Aproximating the System Losses Equation*. - IEEE - 1989.
- [12] Taleski, R., Rajičić, D. *Distribution Network Reconfiguration for Energy Loss Reduction*. - IEEE - 1997.
- [13] Hammons, T.J. e outros. *Future Trends in Energy-Efficient Transformers*. - IEEE- 1998.
- [14] Triola, M. *Introdução à Estatística* - LTC - 1998.