



XIX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica

SENDI 2010 – 22 a 26 de novembro

São Paulo - SP - Brasil

Cálculo de Perdas Técnicas em Redes de Baixa Tensão: O Caso da AES Sul

C. E. C. Figueiredo	L. N. da Silva	H. R. P. M. de Oliveira
AES Sul	AES Sul	AES Sul
carlos.figueiredo@aes.com	leandro.silva@aes.com	hermes.oliveira@aes.com

A. Meffe	M. M. Filho	M. Nanni
Daimon	Daimon	Daimon
andre.meffe@daimon.com.br	mario@daimon.com.br	nanni@daimon.com.br

Palavras-chave

Redes de baixa tensão

Redes típicas

Perdas de energia

Perdas técnicas

RESUMO

Atualmente a literatura técnica apresenta diversas metodologias para o cálculo de perdas técnicas em redes de distribuição de energia. Apesar da diversidade encontrada, os métodos de cálculo se dividem em dois grandes grupos: cálculo elétrico e modelos estatísticos. A AES Sul optou por utilizar modelos de cálculo elétrico para obter suas perdas. Entretanto, o volume de informações para a aplicação de tais modelos é muito grande e requer uma base de dados bastante detalhada. Devido à carência de informações acerca das redes de baixa tensão, a AES Sul tem utilizado modelos de redes típicas de tal forma a permitir a utilização de modelos de cálculo elétrico. Paralelamente, a empresa tem envidado esforços no sentido de realizar um levantamento detalhado e completo de suas redes de baixa tensão de forma a obter uma base de dados com todas as informações necessárias para a utilização de modelos de cálculo elétrico. Este trabalho apresenta um histórico do cálculo de perdas técnicas em redes de baixa tensão da AES Sul, detalhando as duas abordagens de cálculo utilizadas, a forma de transição de um método de cálculo para o outro e os próximos passos a serem seguidos pela empresa no sentido de refinar o modelo de cálculo para obter valores de perdas mais precisos.

1. INTRODUÇÃO

É notável que as distribuidoras de energia estão cada vez mais preocupadas em calcular corretamente suas perdas técnicas. Diante do método para cálculo de perdas utilizado pela ANEEL, cujos princípios estão baseados na utilização de modelos de redes otimizadas e premissas que conduzem a um valor de perdas técnicas aquém do valor real, torna-se fundamental apurar as perdas técnicas da forma mais precisa possível para que a distribuidora possa localizar os focos dessas perdas, identificando ações no sentido de reduzi-las e, assim, reduzir as perdas técnicas globais.

Além disso, a correta determinação das perdas técnicas utilizando modelos de cálculo que permitem a inserção de valores de medições em alimentadores ou transformadores de distribuição leva a um valor mais preciso das perdas não técnicas, permitindo localizá-las de forma mais precisa para atuar em seu combate, o que leva também a uma redução das perdas técnicas.

Nesse sentido, a AES Sul optou por utilizar modelos de cálculo elétrico baseados em cálculos de fluxo de potência realizados em intervalos de 60 minutos para calcular a perda de um dia típico e, dessa forma, obter as perdas técnicas mensais por segmento do sistema de distribuição. Para isso, a empresa decidiu implantar o Pertec – software para cálculo de perdas técnicas por segmento – em 2005, quando ainda carecia de uma base de dados detalhada. Basicamente, a empresa possuía apenas os dados dos transformadores de distribuição, não estando disponíveis as informações de topologia das redes de baixa tensão. Dessa forma, para contornar a ausência de informações necessárias para a utilização de modelos de cálculo elétrico, recorreu-se ao uso de redes típicas.

Posteriormente, a partir de um projeto de pesquisa e desenvolvimento, foi viabilizado o levantamento em campo de todas as redes de baixa tensão da AES Sul. A partir de tal levantamento, foi possível obter todas as informações necessárias ao modelo de cálculo elétrico escolhido pela empresa, que passou a contar com um sistema de informações geográficas também para o nível de baixa tensão. À medida que a base de dados era alimentada com as informações levantadas em campo para uma determinada região, tornava-se possível a realização do cálculo elétrico nas redes reais.

Contudo, como o levantamento em campo era uma tarefa complexa e demorada, a AES Sul passou a conviver com regiões para as quais já conhecia os dados topológicos das redes de baixa tensão e com regiões para as quais o levantamento em campo ainda não havia sido concluído. Dessa forma, foi necessário utilizar uma solução que contemplasse essa fase de transição na disponibilidade de informações.

Nos próximos itens serão detalhadas as redes típicas e sua forma de utilização no Pertec. Também serão detalhados o processo de obtenção dos dados das redes de baixa tensão a partir de levantamento em campo e a forma de transição no cálculo das perdas nesse segmento. Finalmente, serão apresentadas as conclusões e os próximos passos a serem seguidos pela AES Sul no sentido de melhorar cada vez mais o seu cálculo de perdas técnicas.

2. REDES DE BAIXA TENSÃO TÍPICAS

2.1 CARACTERIZAÇÃO

Em 2005, com a decisão da AES Sul em implantar o software Pertec para cálculo de perdas técnicas por segmento, cuja metodologia está baseada no uso de curvas típicas de carga e realização de cálculo de fluxo de potência em intervalos de 60 minutos, foi necessário recorrer ao conceito de redes típicas para tornar possível a utilização do software.

A partir de um levantamento anterior, a AES Sul definiu 2.085 famílias de redes típicas. Cada família apresentava as seguintes informações: código da subestação, tipo de área atendida (urbana ou rural), potência nominal do transformador de distribuição, comprimento total, número de postes, condutor de tronco, condutor de ramal, configuração de rede, entre outras. A configuração de rede é um número de 1 a 5 e que representa as tipologias de redes de baixa tensão atualmente utilizadas pela ANEEL no cálculo de perdas regulatórias (ANEEL, 2007). Como cada SE possui um conjunto de famílias, a cada família foi associada a porcentagem de ocorrência dentro da SE. A seguir, a Tabela 1 apresenta o conjunto de famílias utilizadas para a subestação 021-CNA1. Nessa tabela, o tipo da área assume o valor 1 para área urbana e o valor 2 para área rural. Pode-se verificar que, ao somar as ocorrências das famílias dessa SE, o valor obtido será 100%.

Tabela 1 – Famílias de Redes BT da Subestação 021-CNA1

Área	Potência Nominal [kVA]	Comprimento [m]	Número de Postes	Cabo Tronco X Ramal	Configuração	Ocorrência [%]
1	112,5	304	17	1/0CA	1	1,89
1	112,5	1.024	33	1/0CA	1	0,63
1	112,5	264	9	2x6 CC	2	1,26
1	112,5	512	17	1/0CA	3	1,26
1	112,5	480	17	2x6 CC	3	0,63
1	75	272	9	1/0CA	1	4,95
1	75	496	17	1/0CA	1	3,85
1	75	152	5	2x6 CC	2	2,75
1	75	992	33	1/0CA	3	2,20
1	75	464	17	2x6 CC	3	0,55
1	75	512	17	2x6 CC	2	1,65
1	45	240	9	1/0CA	1	8,38
1	45	512	17	1/0CA	1	5,59
1	45	160	5	2x6 CC	2	2,09
1	45	480	17	1/0CA	3	0,70
1	30	280	9	1/0CA	1	0,71
1	30	560	17	1/0CA	1	1,43
1	30	296	9	2CA	1	2,14
1	30	544	17	2CA	1	2,14
2	75	134	3	4CAA	1	1,67
2	75	856	17	2x4CAA	2	1,67
2	45	777	17	4x4CAA	1	9,24
2	30	704	17	2x4CAA	2	5,82
2	15	291	5	4x4CAA	1	2,15
2	15	484	9	4x4CAA	1	6,44
2	15	888	17	4x4CAA	1	2,15
2	10	456	9	4x4CAA	1	10,87
2	10	1.155	17	4x4CAA	1	9,32
2	5	89	3	6x6CC	1	3,92
2	5	436	9	6x6CC	1	1,96

2.2 FORMA DE UTILIZAÇÃO NO PERTEC

De posse das informações das famílias de redes BT conforme apresentado no item anterior e a partir do conhecimento da configuração topológica de cada uma das 5 tipologias de rede, foi possível montar uma rede para cada família. Como cada família possui o comprimento total de rede e o número de postes, pode-se calcular o comprimento médio por vão. Em seguida, foram criados os postes e os trechos de rede, associando os postes inicial e final de cada trecho de tal forma a criar uma rede seguindo a configuração topológica indicada na família. Para cada trecho de rede adotam-se o comprimento médio por vão calculado para cada família e os condutores de tronco e ramal indicados. As demais informações tais como código da subestação, potência nominal do transformador, tipo da área e porcentagem de ocorrência são mantidas na construção das redes típicas associadas às famílias. Os dados das redes típicas construídas dessa forma (dados gerais da rede, trechos e postes) foram armazenados em um banco de dados para uso no Pertec.

Após a construção de 2.085 redes típicas baseadas nas famílias pré-existentes, ainda era necessário definir o método de tratamento da carga para posterior cálculo de fluxo de potência, pois o banco de dados de redes típicas criado contém apenas as informações de topologia da rede. Para obter as informações da carga, utilizam-se os dados de consumo faturado associado a cada transformador de distribuição e disponibilizados mensalmente.

No processo de cálculo de perdas com o Pertec, a cada mês que se deseja efetuar o cálculo deve-se realizar uma extração de dados da base corporativa da empresa. A partir dessa extração são obtidos os dados topológicos da rede de média tensão, os dados dos transformadores de distribuição e seus respectivos dados de faturamento. Para cada transformador são disponibilizados o consumo total e a quantidade total de consumidores por classe de consumo, considerando as classes residencial, comercial, industrial, rural e outros. As informações extraídas da base corporativa são importadas no Pertec e, quando se solicita o cálculo de perdas de determinada SE, o Pertec realiza um pré-processamento das informações disponíveis antes de realizar o cálculo de fluxo de potência. Nessa etapa preparatória dos dados o objetivo principal é associar uma rede típica a cada transformador e distribuir sua carga ao longo dos postes da rede.

Para atingir tal objetivo, o primeiro passo é selecionar as redes típicas da SE em cálculo e cujos transformadores possuem a mesma potência do transformador para o qual se deseja associar uma rede típica. Além disso, considera-se também o tipo da área na seleção das redes típicas. Nesse processo de seleção, pode ocorrer a existência de mais de uma rede típica passível de associação ao transformador real. Nesses casos realiza-se um sorteio com distribuição uniforme e proporcional às ocorrências das redes típicas selecionadas para determinar qual rede será associada ao transformador real.

Uma vez definida a rede típica do transformador, o próximo passo é distribuir sua carga ao longo da rede. Para isso, criam-se consumidores conforme a quantidade de consumidores existentes por classe de consumo, atribuindo-se como consumo o consumo médio por classe, que pode ser calculado a partir do consumo total e da quantidade de consumidores por classe de consumo. No processo de criação dos consumidores, assume-se que todos eles são trifásicos. Após sua criação, inicia-se sua distribuição ao longo dos postes da rede. Para isso, coloca-se o primeiro consumidor no último poste da rede, o segundo consumidor no penúltimo poste e assim por diante. Se a quantidade de consumidores for maior que a quantidade de postes, reinicia-se o processo após atingir o poste do transformador. Dessa forma, conclui-se a etapa preparatória de dados e pode-se executar o cálculo de fluxo de potência na rede de baixa tensão construída.

3. REDES DE BAIXA TENSÃO REAIS

3.1 LEVANTAMENTO EM CAMPO

Para dar início ao levantamento em campo, foi definida uma região delimitada pela área de atendimento de algumas SEs. As SEs escolhidas foram: 082-ENC – Encantado, 081-LAJ1 – Lajeado 1 e 243-LAJ2 – Lajeado 2. Todas as redes BT atendidas por essas SEs foram selecionadas para o levantamento em campo inicial.

Para a primeira parte do levantamento em campo, foram levantadas as coordenadas UTM de todos os postes de cada rede BT, bem como a bitola e o material do cabo utilizado em cada trecho e as fases presentes em cada trecho. Também foram levantadas diversas outras informações como dados de luminárias, estai, cruzetas, isoladores, entre outros, pois o objetivo era obter um cadastro detalhado da rede BT para o ambiente GIS.

Na primeira fase do levantamento em campo, todos os consumidores presentes em cada rede BT foram levantados. Entre os dados obtidos do campo estão o número do medidor, o qual permite obter o código da unidade consumidora a partir do sistema de faturamento da empresa e a localização desse consumidor na rede, ou seja, o ponto de entrega ao qual está conectado. O ponto de entrega está conectado a um ramal de serviço que, por sua vez, está conectado a um poste da rede BT. Entretanto, entre os dados levantados nesta primeira fase não estão as fases dos consumidores. Essas informações foram obtidas ao término da segunda fase do levantamento.

Foi desenvolvida uma modelagem de dados que definiu todas as entidades e respectivos atributos que foram obtidos do levantamento em campo. Tal modelagem foi desenvolvida já tendo em vista que todas essas informações deveriam estar presentes no ambiente GIS da empresa, o que certamente tornou mais fácil a tarefa de transportar os dados obtidos do campo para a base de dados corporativa. Por essa razão, o banco de dados obtido do levantamento em campo possuía uma riqueza de detalhes das redes BT que foi fundamental para que a AES Sul pudesse conciliar, em apenas uma atividade, as necessidades de alguns projetos de P&D e a necessidade de formar uma base de informações geográficas das redes de baixa tensão.

Com a conclusão da segunda fase do levantamento em campo, foram obtidas as fases de ligação à rede de todos os consumidores levantados na primeira fase. Essa era a única informação que faltava para concluir o levantamento.

3.2 DEFINIÇÃO DAS FASES DOS CONSUMIDORES DE BAIXA TENSÃO

Como as informações referentes aos consumidores BT levantadas em campo ainda não estavam disponíveis no GIS, decidiu-se buscá-las na base de dados comercial da AESSUL que, além das principais informações elétricas necessárias para o cálculo do fluxo de potência, tais como, fase, classe de consumo e energia faturada, também possuía as coordenadas (X; Y) do ponto de conexão do consumidor à rede da AESSUL.

Dessa forma, foi possível associar cada consumidor BT a um poste real da rede BT – informação esta já cadastrada no GIS – de forma a trabalhar com a configuração real da rede.

No entanto, a informação das fases a que cada consumidor BT estava ligado existente na base comercial não se mostrou confiável, o que faria com que o cálculo do fluxo de potência apresentasse resultados discrepantes em relação à situação real. Como as informações levantadas em campo para as três subestações (082-ENC, 081-LAJ1 e 243-LAJ2) eram bastante confiáveis, pensou-se em utilizá-las de alguma forma para todas as outras subestações da AESSUL, com o intuito de se adequar as fases dos consumidores BT obtidas do sistema comercial da empresa.

Decidiu-se assim fazer uma análise das distribuições quantitativas das fases reais dos 28.515 consumidores levantados em campo, que foram agregadas das seguintes formas:

- Por classe de consumo;
- Por subestação;
- Por subestação e classe de consumo;
- Por potência nominal do transformador de distribuição;
- Por potência nominal do transformador de distribuição e classe de consumo;
- Por potência nominal do transformador de distribuição e tipo da ligação;
- Por potência nominal do transformador de distribuição, tipo da ligação e classe de consumo;
- Por subestação e potência nominal do transformador de distribuição;
- Por subestação, potência nominal do transformador de distribuição e classe de consumo;
- Por subestação, potência nominal do transformador de distribuição e tipo da ligação;
- Por subestação, potência nominal do transformador de distribuição, tipo da ligação e classe de consumo.

Pelos valores totais e percentuais identificados nesta análise e pelos totais de consumidores envolvidos verificou-se que a distribuição das fases por potência nominal e tipo da ligação do transformador de distribuição seria a mais indicada, pois de alguma forma refletiria melhor a realidade. Os totais e percentuais obtidos para alguns desses agrupamentos “potência nominal + tipo de ligação” estão apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Famílias de Redes BT da Subestação 021-CNA1

Potência Nominal [kVA]	Tipo de Ligação	Fases	Quantidade	Ocorrência [%]
15	Monofásica	ABCN	3	0,69%
15	Monofásica	AN	423	97,47%
15	Monofásica	BN	6	1,38%
15	Monofásica	CN	2	0,46%
15	Bifásica	ABCN	7	1,33%
15	Bifásica	AN	512	97,34%
15	Bifásica	BN	7	1,33%
15	Trifásica	ABCN	184	47,66%
15	Trifásica	ABN	1	0,26%
15	Trifásica	AN	118	30,57%
15	Trifásica	BN	47	12,18%
15	Trifásica	CN	36	9,33%

Partiu-se então para a implementação do algoritmo para definição das fases de cada um dos consumidores BT, tomando-se como referências os percentuais obtidos para as três subestações indicadas anteriormente. O algoritmo recebe como parâmetros de entrada a potência nominal e o tipo de ligação do transformador a que está ligado o consumidor BT e realiza um sorteio com distribuição uniforme, de forma a se obter a mesma distribuição percentual da referência. Tomando-se, por exemplo, 1.000 consumidores ligados a um transformador trifásico de 15 kVA, ao final da execução do algoritmo, aproximadamente 477 consumidores estariam ligados nas fases ABCN, 3 ligados nas fases ABN, 31 ligados nas fases AN, 12 nas fases BN e 9 nas fases CN.

O sorteio é feito através dos totais acumulados de ocorrência, para que a chance de uma determinada fase ser sorteada seja diretamente proporcional ao total de ocorrências desta fase nas redes reais, para uma determinada potência nominal e tipo de ligação. A Figura 1 ilustra o caso do transformador trifásico de 15 kVA.

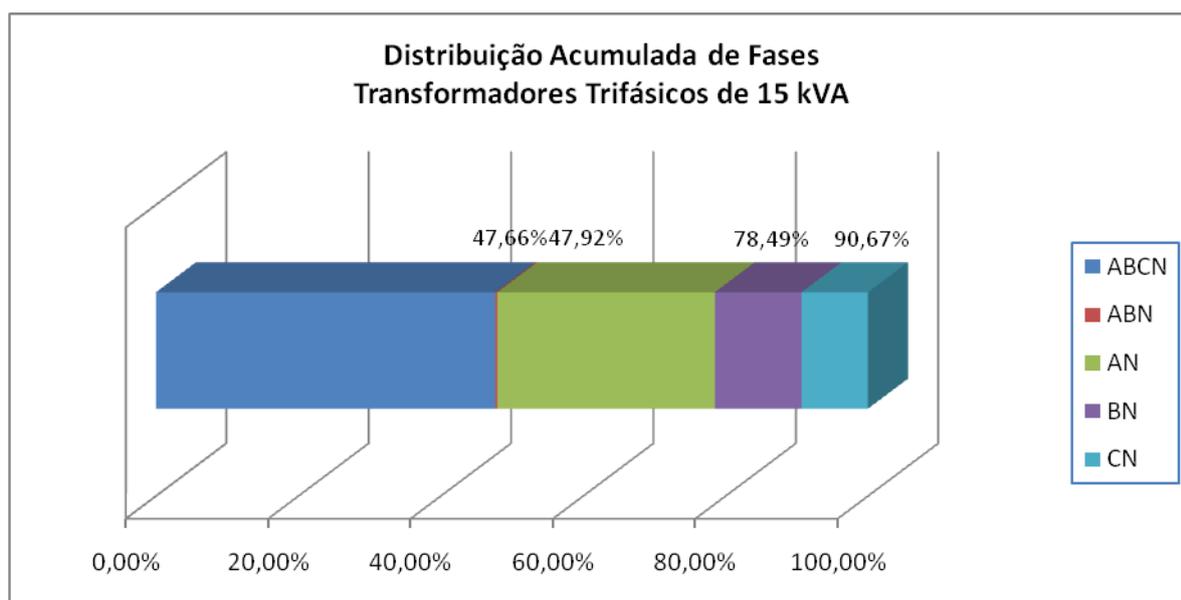


Figura 1 – Distribuição acumulada de fases em transformadores trifásicos de 15 kVA

Adotando-se esta solução, conseguiu-se refinar a informação das fases dos consumidores BT, garantindo um cálculo de fluxo de potência mais aderente à realidade da empresa e, por conseguinte, valores mais coerentes para as perdas técnicas no segmento de baixa tensão.

3.3 FORMA DE UTILIZAÇÃO NO PERTEC

Ao utilizar os dados reais das redes de baixa tensão, torna-se dispensável a etapa preparatória de dados descrita no item 2.2. Uma vez que os dados topológicos das redes e os dados de faturamento estão disponíveis, não há necessidade de recorrer ao uso de redes típicas. Entretanto, deve-se considerar o fato de que durante o levantamento em campo dos dados das redes BT, a AES Sul passou a ter em sua base corporativa regiões sem informações topológicas das redes BT e outras regiões com essas informações. Dessa forma, seria conveniente que o processo de cálculo de perdas fosse inteligente a ponto de detectar quando deveria utilizar redes típicas e quando tal uso seria dispensável. Assim, a etapa preparatória de dados descrita no item 2.2 foi aperfeiçoada para verificar a existência de algumas informações na base de dados. Foi incluída uma verificação que busca informações de trechos de rede para cada transformador de distribuição presente na base de dados. Caso não sejam encontradas as informações buscadas e caso o transformador em questão não seja de atendimento exclusivo (não possui rede BT associada) realiza-se o processo de atribuição de uma rede típica a esse transformador conforme procedimento descrito anteriormente. Caso as informações dos trechos de rede sejam encontradas, procede-se a sua leitura do banco de dados.

Assim, de uma forma ou de outra, cada transformador de distribuição sempre terá os dados de sua rede de baixa tensão associada, seja ela típica ou real. Isso permite a utilização de modelos de cálculo elétrico para todos os transformadores de distribuição. Para realizar o cálculo de fluxo de potência nas redes de baixa tensão, considera-se a utilização de dois algoritmos conforme a existência de radialidade em cada rede. Para redes radiais, utiliza-se o Método “Pai-e-Filho” ou *backward-forward swap*. Já para redes em malha é utilizado o Método de Gauss. A abordagem escolhida se deveu ao fato de que a grande maioria das redes de distribuição de baixa tensão são radiais, havendo uma pequena ocorrência de redes em malha. Dessa forma, seria inconveniente utilizar o Método de Gauss para calcular o fluxo de potência nessas redes devido ao maior tempo de processamento e ao mau condicionamento numérico do método originado quando de sua aplicação em redes de distribuição, que possuem relação R/X elevada, diferente das redes transmissão. Isso poderia acarretar problemas de convergência. Assim, utiliza-se o Método “Pai-e-Filho” para a grande maioria das redes, garantindo menor tempo de processamento. No caso da AES Sul, as redes de baixa tensão sempre são radiais. Os dois algoritmos mencionados efetuam o cálculo de fluxo de potência trifásico desequilibrado.

Independente do algoritmo utilizado no cálculo de cada rede BT, são realizados 24 cálculos de fluxo de potência com o objetivo de obter a curva de carga em cada trecho de rede e, dessa forma, a curva de perdas (MEFFE, 2001). Assim, obtém-se uma curva de perdas com valores em intervalos de 60 minutos para cada trecho de rede. Finalmente, para obter a perda total diária de energia na rede BT, basta somar as curvas de perdas de todos os seus trechos e integrar a curva total de perdas. Para obter a perda mensal de energia, considera-se que o dia típico calculado se repete para todos os dias do mês e utiliza-se o número de dias do mês correspondente.

Para que tal cálculo seja possível, é necessário modelar corretamente a carga (consumidores de baixa tensão). Cada consumidor possui sua energia mensal faturada, sua classe de consumo e suas fases de conexão à rede. De posse dessas informações, calcula-se uma curva de demanda em kVA para cada consumidor utilizando um fator de potência constante ao longo do dia. Para isso utilizam-se as curvas de carga típicas da AES Sul obtidas durante seu processo de revisão tarifária. Essas curvas apresentam valores em pu da demanda média e um fator de potência típico e são associadas aos consumidores conforme sua classe de consumo e sua faixa de consumo mensal. No processo de caracterização da carga para a revisão tarifária, a AES Sul obteve curvas de carga típicas para consumidores

residenciais, comerciais, industriais e rurais. Os consumidores residenciais foram divididos nas seguintes faixas: de 0 a 100 kWh, de 100 a 160 kWh, de 160 a 300 kWh, de 300 a 500 kWh e acima de 500 kWh. Para os consumidores comerciais e industriais, foram obtidas as seguintes faixas: de 0 a 500 kWh, de 500 a 1.000 kWh, de 1.000 a 5.000 kWh e acima de 5.000 kWh. Para os consumidores rurais foi obtida apenas uma curva típica e para os consumidores da classe outros foram utilizadas as mesmas curvas dos consumidores comerciais.

Após o cálculo da curva de carga de cada consumidor a carga total de cada instante do dia é dividida igualmente entre as fases que alimentam cada consumidor. Posteriormente, para calcular a corrente de carga em cada fase de cada consumidor, utiliza-se o modelo de corrente constante com a tensão. Dessa forma, são obtidas as correntes por fase para cada carga em cada instante do dia.

4. CONCLUSÕES

Este artigo mostrou como a AES Sul vem tratando a questão do cálculo das perdas técnicas em redes de baixa tensão nos últimos anos, evidenciando os esforços da empresa no sentido de apurar um valor de perdas cada vez mais preciso. Para isso, tomou a decisão de realizar o cálculo de perdas utilizando métodos baseados em cálculo elétrico (Pertec) e, devido à carência inicial de informações acerca das redes de baixa tensão, utilizou um conjunto de redes típicas enquanto providenciava o levantamento em campo dos dados do nível BT para posterior formação de uma base de informações geográficas. Durante o levantamento em campo, a empresa conviveu com duas realidades de disponibilidade de informações e teve que desenvolver uma solução para a fase de transição. No atual estágio de desenvolvimento dos trabalhos neste tema a AES Sul está validando os cálculos de perdas utilizando os dados reais das redes de baixa tensão. A única ressalva está nos dados das fases dos consumidores de baixa tensão, as quais são adotadas em função dos percentuais verificados na base do levantamento inicial. Depois de finalizar a validação dos resultados, o próximo passo será refinar as informações das fases dos consumidores de baixa tensão para, finalmente, utilizar informações 100% provenientes da base GIS.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS E/OU BIBLIOGRAFIA

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Perdas técnicas nas instalações de distribuição – Descrição detalhada da metodologia. Nota Técnica N° 0035 – Anexo, 2007.
- MEFFE, André. Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição. Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2001.
- MEFFE, André; HAGE, Fábio Sismotto El; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de. Metodologia para avaliação das perdas técnicas de energia e demanda em redes de distribuição de baixa tensão. Relatório Técnico REL-05, P&D Sistema de avaliação de perdas técnicas considerando novas técnicas de representação de redes, aspectos temporais e sazonalidade, 2009.
- MEFFE, André; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; NANNI, Marcelo. Análise das informações provenientes de levantamento em campo – Parte II. Relatório Técnico REL-06, P&D Sistema de avaliação de perdas técnicas considerando novas técnicas de representação de redes, aspectos temporais e sazonalidade, 2009.
- SCHMIDT, Hernán Prieto; OLIVEIRA, Carlos César Barioni de; MEFFE, André; ROSA, Mauro Augusto da. Loss estimation in LV circuits using intelligent techniques – The RGE experience. CIRED 2003 – 17th International Conference on Electricity Distribution, 2003.