

XV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - SENDI 2002

Simulador de Perdas Técnicas na Rede Secundária de Distribuição

A. Almeida Filho – COELBA, R. Pinho – UNIFACS, J. Ramalho – UNIFACS, M. Strauch – UNIFACS e A. Valente - UNIFACS

E-mail: aalmeida@coelba.com.br

Palavras-chave – Conservação de Energia, Distribuição de Energia Elétrica, Perdas Elétricas, Simulador.

Resumo - Os complicadores no cálculo das perdas são a grande quantidade de dados necessários e de elementos do sistema de distribuição, o caráter aleatório das cargas e sua expansão. Atualizar e tratar todos esses dados pressupõe dispêndio de recursos que podem ser tanto maiores quanto maior for o sistema e mais detalhada a metodologia para processar os dados.

Este artigo trata do desenvolvimento de um simulador probabilístico de perdas para a rede secundária, utilizando curvas de cargas típicas, base de dados reduzida e com tratamento estatístico que garante que o resultado obtido possua probabilidade de ocorrência superior a 95%, erro de 5% em relação ao valor médio das perdas.

É apresentado o resultado alcançado na COELBA com a utilização do simulador, concluindo que o valor encontrado é bastante satisfatório e que a economia de recursos (tempo e pessoal) justifica o menor grau de precisão dos resultados quando comparado aos métodos tradicionais.

1. INTRODUÇÃO

As perdas globais de energia em um sistema de distribuição podem ser encontradas subtraindo a energia despachada pela subestação de distribuição, que é geralmente medida, da energia faturada aos consumidores atendidos a partir desta subestação. Apesar de simples, esse método não é fácil de aplicar, pois as medições dos diversos consumidores não ocorrem simultaneamente nem entre si nem em relação à medição da subestação. Além dessa dificuldade 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, e direcionar de forma otimizada os recursos necessários à redução das perdas.

As perdas globais de energia são divididas em:

perdas comerciais, que são aquelas referentes à energia entregue ao cliente, mas não faturada ou faturada incorretamente, e

perdas técnicas, que são inerentes ao processo de distribuição de energia e são causadas pela passagem da corrente elétrica nos diversos elementos que compõem uma rede de distribuição (transformadores, cabos, medidores, etc.)

A concessionária deve, portanto, ser capaz de identificar as perdas por tipo (técnicas ou comerciais) e local onde ocorrem para buscar 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 função da topologia da rede, dos materiais e equipamentos utilizados, do comportamento da carga (equilíbrio, fator de carga, demanda máxima, crescimento da carga, etc.).

Para calcular as perdas técnicas é necessário conhecer não só a rede, mas também o comportamento das cargas. Esse conhecimento implica em tratar e manter atualizados uma grande quantidade de dados, o que implicará num dispêndio razoável de recursos. Algumas concessionárias não dispõem de uma base de dados que permita realizar esses cálculos com o grau de precisão necessário para utilização do resultado, outras concessionárias não dispõem de recursos para formar a base de dados nem para manter a base de dados atualizada (equipamentos de medição, pessoal para depurar, analisar e processar os dados, sistemas computacionais, etc.).

A solução proposta neste artigo é o uso de um simulador de perdas técnicas para a rede secundária de distribuição, o **SimPerdas**, que permite estimar o valor médio das perdas de energia e potência de uma rede secundária de distribuição composta por transformador, cabos da rede de distribuição, ramais de entrada de consumidores e medidores de energia, utilizando base de dados reduzida, curvas de carga típicas de consumidores, com desequilíbrios por fase sorteados que simulam o comportamento aleatório das cargas e um tratamento estatístico que garante a probabilidade de 95% de ocorrência do resultado.

2. METODOLOGIA

A metodologia utilizada para o cálculo das perdas pelo simulador foi desenvolvida agregando os componentes da rede secundária e desenvolvendo modelos de cálculos que melhor se adaptassem à 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.

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
Transformador de Distribuição	15 a 26%	Probabilístico
Ramais de Ligação	1 a 4%	Probabilístico
Medidores	2 a 5%	Determinístico

O cálculo das perdas é realizado definindo-se as topologias típicas de redes secundárias da concessionária, contemplando assimetrias em qualquer grau e as curvas de carga típicas por categoria de consumidor (residencial, comercial, rural, industrial, etc.).

Utilizando uma topologia cadastrada, define-se uma rede, atribuindo a esta topologia as características do transformador¹ de distribuição e dos cabos da rede secundária em estudo. Atribui-se a quantidade de consumidor por poste, especifica-se a distância média entre postes e percentuais de categorias de consumidores ligados à rede secundária (% de consumidores residenciais, % de consumidores rurais, e assim por diante).

São sorteadas, aleatoriamente, curvas de cargas típicas para os consumidores especificados na rede, obedecendo à categoria do consumidor (residencial, comercial, rural, etc.), e essas curvas são atribuídas, também aleatoriamente, aos postes definidos na topologia.

O sorteio obedece à 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, será possível que se especifique consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos. Caso o equipamento seja monofásico com tap central, só será possível especificar consumidores monofásicos e bifásicos e no caso de equipamento monofásico simples, será possível especificar apenas consumidores monofásicos.

É sorteado também o desequilíbrio entre as fases do sistema, limitado a um valor máximo pré-cadastrado. (Essa limitação do desequilíbrio de fases contribui para diminuir a dispersão dos resultados encontrados e portanto a quantidade de iterações necessárias para alcançar o grau de confiança desejado nos resultados).

¹ Os transformadores podem ser monofásicos (com ou sem tap central) ou trifásicos.

Calcula-se então as perdas em cada conjunto de elementos que compõe a rede modelada, isto é, calcula-se as perdas de energia e de demanda do transformador, da rede secundária, dos ramais de ligação e dos medidores de energia. Quando se fizer necessário, pode-se facilmente incluir o cálculo das perdas dos equipamentos de compensação de reativos, se houverem².

Os resultados destes cálculos constituem-se em uma iteração, que será considerada, no método desenvolvido, como uma amostra das possíveis combinações aleatórias de carga da rede em estudo. Serão calculadas tantas iterações quantas sejam necessárias, para obter o 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 de 5% em relação ao valor médio das perdas. Verificou-se, nos casos reais calculados, que 50 iterações são suficientes para obter este grau de confiança nos resultados.

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

2.1. Rede Secundária

A determinação das perdas de energia e de demanda da rede secundária é realizada segundo o algoritmo descrito a seguir:

- Obter na tabela de características da rede, o percentual de categoria de consumidor (residencial, comercial, etc.) ligados.
- Sortear, aleatoriamente uma curva de carga para cada consumidor, respeitando os percentuais de categorias de consumidores.
- Atribuir aleatoriamente os consumidores cujas curvas de carga foram aleatoriamente sorteadas aos postes.
- Calcular a curva de carga agregada de cada poste, como somatório das curvas de carga dos consumidores a ele ligados. Normalizar as curvas de carga para valores por hora e transformar os dados das curvas de carga de consumidor de MW para p.u., antes de somar.
- Calcular o carregamento máximo por poste a partir dos dados de carregamento da rede e da quantidade de postes.

$$CARGA_{MÁX} = \frac{Pot.do.transformador \times fu}{Quant.de.postes} \quad (1)$$

- Calcular a curva de carga agregada por poste em MW, multiplicando a curva agregada em p.u. pelo carregamento máximo por poste. Esta curva refere-se apenas aos consumidores efetivamente ligados ao poste.

² No Brasil não é comum a utilização destes equipamentos na rede secundária.

- Calcular a carga total a jusante de cada poste (em relação ao transformador), para obter o fluxo de carga no trecho de linha que o antecede. Serão acumuladas em cada poste as cargas que fluem do transformador para todos os outros postes depois daquele que está sendo calculado e passam pelo trecho da linha que antecede o poste objeto do cálculo.

Na figura a seguir, acumula-se no poste nº. 2 as cargas ligadas aos postes nº 1, 2, 4 e 5 que estão a jusante dele (poste 2) em relação ao transformador (poste 3) e determinarão o fluxo de carga no trecho de rede nº 2 que interliga os postes nº 3 e nº 2.

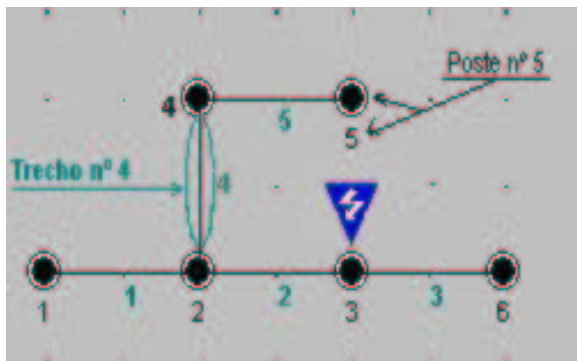


Figura 1 – Identificação do fluxo de carga

$$CT_n(t) = \sum CP_x(t) \quad (2)$$

Onde,

$CT_n(t)$ é a curva de carga agregada do trecho n,

$CP_x(t)$ é a curva agregada do poste x

- Atribuir o percentual de desequilíbrio a cada uma das fases, especificado no cadastro da rede. O sistema atribui, aleatoriamente, um percentual de desequilíbrio a cada fase gerando um número aleatório entre zero e o percentual máximo de desequilíbrio definido no cadastro da rede e subtraindo o número assim encontrado de um terço no caso dos transformadores trifásicos. (Considerando o sistema equilibrado, cada fase será responsável por um terço da carga). Em se tratando de transformadores monofásicos com tap central, o número encontrado será subtraído de um meio (considerando o sistema equilibrado, cada fase será responsável por metade da carga). Naturalmente, não tem sentido físico falar de desequilíbrio no caso dos transformadores monofásicos sem tap central.

O sistema impõe como limite que o percentual máximo de desequilíbrio por fase seja igual a 25% e que o somatório dos percentuais de carga que cada fase assumir seja igual ou menor que 100% (para não ultrapassar o carregamento máximo definido para o transformador). Enquanto estas condições de contorno não forem satisfeitas o **SimPerdas** gerará novos sorteios de desequilíbrio para as fases.

- Calcular a carga que fluirá no neutro: No caso dos transformadores trifásicos será o resultado da soma fasorial dos percentuais de carga que cada fase assumir.

No caso dos transformadores monofásicos com tap central, será a diferença entre a carga das fases.

- Calcular a carga total a jusante (em relação ao transformador) de cada poste por fase e no neutro, aplicando-se os percentuais de desequilíbrio e de carga no neutro calculados nos passos 9 e 10 aos valores obtidos por poste no passo 7.

- Identificar o segmento através do qual flui a carga.
- Calcular a impedância do segmento considerando a distância entre postes e as características do cabo atribuído ao segmento. Neste ponto uma simplificação é feita somando-se algebricamente os valores de resistência e reatância indutiva dos cabos e desprezando-se a reatância capacitiva por se tratar de redes de baixa tensão.
- Calcular a perda de demanda em cada segmento para cada fase e para o neutro. O cálculo é feito para cada período da curva de carga, permitindo-se obter ao final do processo o fator de perdas médio da rede.

$$P_{AT_n}(t) = \left(\frac{C_{AT_n}(t)}{V_{FN}} \right)^2 \times Z_n \quad (3)$$

Onde,

$P_{AT_n}(t)$ é a curva de perda da fase A do trecho n,

$C_{AT_n}(t)$ é a curva de carga da fase A do trecho n,

V_{FN} é a tensão entre fase e neutro do sistema, e

Z_n é a impedância do cabo no trecho n

- Agregar a perda de todos os segmentos da rede, para cada fase e para o neutro, e somar os 4 valores, hora a hora, para obter a curva de perdas de demanda na rede secundária. O valor máximo obtido determinará a máxima perda de demanda e a média aritmética dos 24 valores obtidos determinará a perda média de demanda da rede secundária. Estes dados serão utilizados no cálculo do fator de perdas.
- Determinar a perda de energia de um dia útil somando os 24 valores obtidos para cada ponto da curva de perdas.
- Determinar a perda de energia em dias de Sábado de modo análogo a perda de energia em um dia útil, porém a corrente que percorre os trechos da rede é multiplicada pelo fator de ponderação de Sábado antes de ser utilizada no cálculo.

O fator de ponderação de Sábado agregado para a rede é calculado agregando-se as curvas de carga de cada consumidor no poste e calculando-se a média ponderada dos respectivos fatores de ponderação de Sábado. Posteriormente, agrega-se as curvas de carga de todos os postes a jusante do poste que determina o final de cada trecho de linha - como descrito para o cálculo da carga por trecho - e calcula-se a média ponderada dos respectivos fatores de ponderação de Sábado.

Adota-se como fator de ponderação de Sábado da rede o fator obtido para o poste do transformador, que agrega o fluxo de carga de todos os segmentos.

- Determinar a perda de energia em dias de domingo de modo análogo a perda de energia em Sábados, porém utilizando o fator de ponderação de Domingo.

O fator de ponderação de Domingo agregado para a rede é calculado usando-se o mesmo algoritmo usado para o cálculo do fator de ponderação de Sábado. Considera-se que o comportamento da curva de carga dos consumidores durante os dias de feriados é igual ao comportamento da curva de carga aos Domingos.

- Determinar a perda de energia anual como sendo a perda de energia em dias de Sábado multiplicada por 52 adicionada a perda de energia em dias de Domingo multiplicada pelo resultado da soma de 52 com o número de feriados que ocorre no ano, adicionada à perda de energia em dia útil multiplicado pelo número de dias úteis do ano. (Um ano tem 52 semanas).

$$\Delta W_c = \text{PerdaDiária} \times \left[\frac{52 \times FP_{SAB} + (52 + N_{FER})}{\times FP_{DOM} + (261 - N_{FER})} \right] \quad (4)$$

ΔW_c – Perdas totais nos cabos da rede secundária;

PerdaDiária – Integral da curva de perdas total dos cabos da rede;

FP_{SAB} – Fator de ponderação agregado do sábado;

FP_{DOM} – Fator de ponderação agregado do domingo;

N_{FER} – Número de feriados do ano;

2.2. Transformador

Nos transformadores, as perdas podem ser separadas em perdas no ferro (ΔP_{fer}) e perdas no cobre (ΔP_{cu}). As perdas no ferro, são causadas por histerese e pelas correntes parasitas e portanto, são perdas que não dependem da corrente da carga e sim da tensão aplicada sobre as bobinas, e do projeto das mesmas e do núcleo de material ferromagnético do transformador. Essas perdas 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 são perdas ôhmicas, dependentes da corrente da carga do transformador e que portanto variam durante o período analisado em função da curva de carga do transformador e do fator de utilização, f_u .

A determinação das perdas de energia e de demanda do transformador é realizada segundo o algoritmo descrito a seguir:

- Obter na tabela de características do transformador sua potência nominal, as perdas nominais no ferro e no cobre.
- Obter, dos cálculos efetuados para as perdas na rede, a demanda máxima agregada no poste do transformador e o fator de perdas.

- Calcular o fator de utilização do transformador com base na carga efetivamente sorteada para o exemplo que está sendo calculado:

$$f_u = \frac{D_{máx}}{P_n} \quad (5)$$

Onde,

f_u é o fator de utilização,

$D_{máx}$ é a demanda máxima obtida na curva de carga agregada no poste do transformador

P_n é a potência nominal do transformador

- Calcular as perdas totais de potência do transformador usando a equação (6).

$$\Delta P_T = \Delta P_{fer} + f_u^2 \times \Delta P_{cu} \quad (6)$$

Onde,

ΔP_T – Perdas totais de demanda do transformador;

f_u – Fator de utilização do transformador;

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

ΔP_{cu} – Perdas nominais no cobre do transformador

- Calcular as perdas totais anuais de energia do transformador usando a equação (7).

$$\Delta W_T = T \times \Delta P_{fer} + T \times f_p \times f_u^2 \times \Delta P_{cu} \quad (7)$$

Onde,

ΔW_T – Perdas de energia total do transformador;

f_p – fator de perdas;

2.3. Ramais de Ligação

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 simplificação proposta consiste em calcular as perdas considerando a resistência média das fases dos ramais e a corrente média que circula por elas. E considerar a corrente ou carga média dos consumidores bifásicos e trifásicos como o dobro e triplo, respectivamente, da carga média dos consumidores monofásicos.

A determinação das perdas de energia e de demanda dos ramais de ligação é realizada segundo o algoritmo descrito a seguir:

- Obter na tabela de características da rede o comprimento médio dos ramais de ligação, a resistência em ohm/km e a quantidade de consumidores por número de fases da rede.
- Calcular um valor equivalente à resistência média de todos os ramais de ligação da rede usando a formulação:

$$R_{ccm\u00e9dio} = \frac{\sum_1^3 qtdfase * rccfase}{\sum_1^3 qtdfase} \quad (8)$$

Onde,

$R_{ccm\u00e9dio}$ \u00e9 a resist\u00eancia m\u00e9dia de todos os ramais,
 $rccfase$ \u00e9 a resist\u00eancia m\u00e9dia de cada fase de um ramal tipo (\u00e9 definido um valor para ramal monof\u00e1sico, um valor para ramal bif\u00e1sico e um valor para ramal trif\u00e1sico).
 $qtdfase$ \u00e9 a quantidade de fases de cada tipo de ramal.

- Calcula a perda de demanda nos ramais usando a equa\u00e7\u00e3o (9). o valor de P_r \u00e9 definido a partir da curva de carga agregada no poste que sustenta o transformador, subtra\u00eddas as perdas no transformador e as perdas dos cabos da rede secund\u00e1ria.

$$\Delta P_r = \frac{1000 \times R \times P_r^2}{V_{fn}^2 \times \cos^2 \phi} \times \frac{2 \times N_1 + 3 \times (N_2 + N_3)}{(N_1 + 2 \times N_2 + 3 \times N_3)^2} \quad (9)$$

Onde,

- ΔP_r - \u00c9 a perda de pot\u00eancia nos ramais de liga\u00e7\u00e3o [kW];
- P_r - Pot\u00eancia m\u00e1xima solicitada pelos ramais de liga\u00e7\u00e3o [kW];
- R - Resist\u00eancia m\u00e9dia da fase dos ramais de liga\u00e7\u00e3o (ohms);
- $\cos \phi$ - Fator de pot\u00eancia m\u00e9dio dos consumidores da \u00e1rea envolvida;
- V_{fn} - Tens\u00e3o fase-neutro nominal secund\u00e1ria.
- N_1 - N\u00famero de consumidores monof\u00e1sicos;
- N_2 - N\u00famero de consumidores bif\u00e1sicos;
- N_3 - N\u00famero de consumidores trif\u00e1sicos;

- Calcula a perda de energia nos ramais usando a equa\u00e7\u00e3o (10).

$$\Delta W_r = \Delta P_r \times f_p \times T \quad (10)$$

Onde,

- ΔW_r - \u00c9 a perda de energia nos ramais de liga\u00e7\u00e3o [kWh];
- f_p - \u00e9 o fator de perdas.

2.4. Medidores

As perdas nos medidores s\u00e3o definidas pelo consumo de energia das respectivas bobinas de potencial. S\u00e3o valores conhecidos e se mant\u00eam praticamente constantes ao longo de todo per\u00edodo de utiliza\u00e7\u00e3o do equipamento.

Os equipamentos utilizados no pa\u00eds t\u00eam uma pot\u00eancia m\u00e9dia de 1,2 a 1,5 W por bobina. Logo, conhecendo a quantidade de medidores e o tipo (monof\u00e1sico, bif\u00e1sico

ou trif\u00e1sico) as perdas de pot\u00eancia s\u00e3o definidas pela express\u00e3o:

$$\Delta P_m = \frac{1,2}{1000} \times \sum_{i=1}^3 i \times N_i \quad (11)$$

E as perdas de energia s\u00e3o definidas por:

$$\Delta W_m = \Delta P_m \times f_p \times T \quad (12)$$

Onde

ΔP_m - Perdas de pot\u00eancia ativa nos medidores de energia.

ΔW_m - Perdas de energia nos medidores.

T - Tempo (per\u00edodo) de estudo.

N_i - N\u00famero de medidores. Para $i=(1, 2, 3)$ medidores (monof\u00e1sicos, bif\u00e1sicos e trif\u00e1sicos) .

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

3. RESULTADOS OBTIDOS COM A UTILIZA\u00c7\u00c3O DO SIMULADOR

As perdas das redes de distribui\u00e7\u00e3o da COELBA foram estimadas utilizando o **SimPerdas**. O sistema el\u00e9trico da COELBA caracteriza-se principalmente por ser radial, com extensas linhas de transmiss\u00e3o e de distribui\u00e7\u00e3o.

A aplica\u00e7\u00e3o do simulador foi realizada dividindo-se o Estado em seis \u00e1reas territoriais, estabelecendo-se alguns circuitos t\u00edpicos de acordo com a especificidade de cada regi\u00e3o. Os resultados obtidos foram os seguintes, todos tendo como refer\u00eancia o m\u00eas de junho de 2001:

TABELA II
 PERDAS NA COELBA - BASE JUNHO 2001

Rede	Energia [MWh]	Perdas [MWh]	Perdas [%]
Transmiss\u00e3o	11.379.823	283.134	2,49
Distribui\u00e7\u00e3o MT	11.096.689	340.581	3,07
Distribui\u00e7\u00e3o BT	10.756.108	551.995	5,13
Total	11.379.823	1.175.710	10,33

As perdas no sistema de transmiss\u00e3o foram definidas por diferen\u00e7a de medi\u00e7\u00e3o nas subesta\u00e7\u00f5es. As perdas do sistema de distribui\u00e7\u00e3o de m\u00e9dia tens\u00e3o foram calculadas utilizando fluxo de carga para o sistema de distribui\u00e7\u00e3o. O valor encontrado para o sistema de distribui\u00e7\u00e3o de baixa tens\u00e3o, utilizando o **SimPerdas** (5,13%), est\u00e1 coerente com o esperado, pois historicamente, as perdas t\u00e9cnicas no sistema de distribui\u00e7\u00e3o de baixa tens\u00e3o da COELBA v\u00eam se mantendo entre 4 e 6%.

\u00c9 importante ressaltar a praticidade de uso do simulador de perdas e a economia de recursos (em tempo e pessoal) para determinar as perdas no sistema de distribui\u00e7\u00e3o de baixa tens\u00e3o em rela\u00e7\u00e3o ao disp\u00eandio de recursos com a metodologia tradicional anteriormente utilizada.

Os resultados obtidos por área territorial são apresentados a seguir, com base na energia requerida por cada regional:

TABELA III
PERDAS NA COELBA - BASE JUNHO 2001 POR REGIÃO

Área	Perdas (%)	
	Média Tensão	Baixa Tensão
Territorial Feira de Santana	3,04	5,62
Territorial Vitória da Conquista	3,72	4,79
Região Metropolitana Salvador	2,30	4,86
Territorial Juazeiro	4,29	6,58
Territorial Barreiras	2,97	2,29
Territorial Itabuna	3,58	4,87

Estes números mostram a especificidade regional, onde se obteve valores mais baixos para perdas técnicas na baixa tensão no Oeste da Bahia (Territorial Barreiras), em função da concentração de cargas de irrigação que utilizam circuitos de distribuição de pequena extensão. Novamente o resultado encontrado com o simulador corresponde ao esperado, uma vez que as topologias típicas foram corretamente definidas.

4. CONCLUSÃO

O simulador determina, de forma rápida e aproximada, mas sem necessidade de utilizar dados de faturamento, as perdas técnicas médias de uma rede secundária de distribuição.

Conhecer o montante (mesmo aproximado) das perdas técnicas em suas redes, permite à concessionária envidar seus esforços e aplicar seus recursos na direção correta. Pois otimizar as perdas, representa não só dispor de uma parcela maior da energia comprada para ser faturada, mas também, de melhorar a qualidade do produto oferecido aos consumidores, o que, face ao novo modelo do setor elétrico, com a criação dos consumidores livres, pode agregar valor ao produto e contribuir para um ganho adicional de mercado, além de adiar investimentos em ampliação da capacidade instalada.

Para o agente regulador e para a sociedade em geral, a otimização das perdas representa a garantia de investimento na qualidade do produto, na manutenção do patrimônio da concessão e a possibilidade de expansão do atendimento com menor custo. Por estas razões, as perdas de potência e energia, que ocorrem nos sistemas elétricos, são motivo de preocupações constantes, tanto para as concessionárias de distribuição, quanto para as agências reguladoras.

O simulador de perdas técnicas possibilita que concessionárias sem cadastro atualizado e consistente de suas redes secundárias de distribuição sejam capazes de

estimar suas perdas com um bom grau de precisão e com pequeno dispêndio de recursos.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] 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.
- [2] Bacelar, J. Perda nos Componentes de Redes de Distribuição. – COELBA .
- [3] Bacelar, J. Perda no Sistema de Distribuição da COELBA. – Relatório 214RDIPL - 1994 .
- [4] CIPOLI J.A. 1993, “Engenharia de distribuição” Rio de Janeiro, Qualitymark, 340 p.
- [5] CODI– Método para Determinação, Análise e Otimização das Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição. Relatório CODI 3.2.19.34.0
- [6] Maliuk, I. Metodologia Agregada para Avaliação de Perdas em Sistemas de Distribuição.- Tese de Doutorado, EPUSP – 2000.
- [7] Valente A., Almeida. A., Ramalho J., Strauch M. Probabilistic Methodology for Technical Losses Calculation in Distribution Networks. – IEEE/PES T&D 2002.