

Estimação de Perdas Não Técnicas em Alimentadores de Distribuição a partir de Medidas de Potências na Subestação e Contas de Energia das Unidades Consumidoras

U. H. Bezerra, UFPA; T. M. Soares, UFPA ; M. V. A. Nunes, UFPA; M. E. L. Tostes, UFPA; J. P. A. Vieira, UFPA; e R. C. de Oliveira, CELPA

Resumo— Este artigo apresenta uma proposta para calcular estimativas de perdas não técnicas em alimentadores de distribuição de energia elétrica tomando como base a conta de energia das unidades consumidoras e a medição das potências ativa e reativa injetadas nos alimentadores de distribuição nos pontos de acoplamento da subestação. O procedimento proposto utiliza o método de fluxo de carga somatório de potência que foi modificado para levar em consideração as injeções de potência dos alimentadores medidas no ponto de acoplamento da subestação, e das cargas elétricas das unidades consumidoras obtidas a partir das contas de energia, de tal forma que os balanços de potência ativa e reativa sejam satisfeitos na subestação. Com este procedimento, as perdas não técnicas podem ser obtidas para qualquer condição operacional de tal forma a melhorar a informação para estudos de planejamento da operação. Preliminarmente, resultados obtidos utilizando o Sistema teste de 13 barras do IEEE demonstrou que o método proposto é estável numericamente, apresentando resultados satisfatórios para as estimativas das perdas não técnicas.

Palavras-chave — conta de energia elétrica; fluxo de carga somatório de potência; perdas não técnicas; perdas técnicas; rede de distribuição de energia.

I. INTRODUÇÃO

A presença de perdas de energia nas redes de distribuição é composta de perdas técnicas (Ptec) e não técnicas (Pntec), as quais devem ser monitoradas continuamente a fim de mantê-las compatíveis com níveis aceitáveis de forma a garantir a atratividade no negócio de distribuição de energia elétrica, e, portanto, contribuir com tarifas de energia mais baratas e competitivas.

As perdas técnicas são relativamente conhecidas e monitoradas, e se originam da circulação de correntes nos elementos das redes elétricas, sendo calculadas sistematicamente nos estudos de planejamento da operação, de forma a orientar medidas a serem adotadas visando a sua redução. Por outro lado, as perdas não técnicas se originam da prática de fraudes, defeitos em medidores, erros de medição, e consumos não medidos. Embora as Pntec sejam um problema crucial para muitas empresas distribuidoras em muitos países

no mundo, elas não são tratadas, rotineiramente, nos estudos de planejamento via rotinas de fluxo de carga.

O foco principal no tratamento de Pntec está direcionado para a detecção e identificação de padrões irregulares de consumo de energia elétrica, via técnicas estatísticas e de inteligência computacional [4-7]. Outros trabalhos encontrados na literatura técnica pertinente focam nos dados dos medidores digitais, visando identificar ocorrências de fraude e de mau funcionamento desses medidores [6] e [9].

Diferentemente das abordagens tradicionais para o tratamento das Pntec, como citadas anteriormente, este artigo propõe a inclusão das mesmas nos estudos de planejamento da operação das redes de distribuição, via o uso de algoritmos de fluxo de carga, o que representa uma prática inovadora em relação ao planejamento da operação das redes de distribuição de energia, não encontrada na literatura [3-9]. A inclusão das Pntec nos estudos de planejamento pode proporcionar novas informações relevantes, como por exemplo, em quais períodos do ciclo de operação encontram-se as maiores incidências de fraude, como também, quais os alimentadores e transformadores que apresentam os maiores índices de Pntec. Além disso, a consideração das Pntec nos estudos de planejamento da operação pode revelar condições críticas de operação, com relação a regulação da tensão, as quais não seriam evidenciadas nos resultados dos estudos sem considerá-las.

Para que as estimativas das perdas não técnicas sejam calculadas, sugere-se como procedimento, que os transformadores sejam carregados, inicialmente, com as potências médias das unidades consumidoras (UCs) que eles atendem. Essas potências médias são obtidas das contas de consumo de energia, para o período de apuração. Para esta condição média de operação, obtêm-se, pela solução de um fluxo de carga, as injeções de potências ativa e reativa na subestação para atender este consumo médio das UCs e as respectivas perdas técnicas nesta condição. Então, a partir das medidas de injeções de potências ativa e reativa na subestação, obtêm-se as injeções médias para o período de apuração das contas de energia das UCs. Então, comparando-se as injeções médias obtidas das medidas, com as injeções obtidas da solução de fluxo de carga para atender as cargas médias das UCs e as respectivas perdas técnicas, chega-se a uma estimativa para as perdas não técnicas do alimentador, na condição de carregamento médio. A partir da solução para a

Este trabalho foi desenvolvido com o apoio da CELPA – Centrais Elétricas do Pará, via projeto de P&D da ANEEL, executado pelo CEAMAZON – UFPA.

condição média de operação, pode-se obter estimativas de perda não técnica para qualquer outra condição de operação, a partir das respectivas medidas de injeção de potências ativa e reativa na subestação em questão. Esta metodologia será descrita em detalhes, nas próximas seções.

II. DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

A metodologia proposta apresenta, como caráter inovador, a inclusão do cálculo de estimativas para as perdas não técnicas nas rotinas de estudos de planejamento da operação dos sistemas de distribuição de energia elétrica por meio da utilização de algoritmos de fluxo de carga. Como a metodologia proposta foi inicialmente voltada para as redes de distribuição, escolheu-se o Método Somatório de Potências como a técnica de solução, devido ser um método apropriado para sistemas radiais, e, também, por apresentar facilidade de modificação, o que permite a inclusão de medidas de injeção de potências ativa e reativa, as quais são necessárias na metodologia proposta.

Pretende-se também, com esta metodologia, apresentar um procedimento diferenciado para tratar o carregamento dos transformadores nos estudos de planejamento da operação, ou seja, os mesmos são carregados inicialmente com as potências médias das suas UCs, e, a partir dessa condição, pode-se obter qualquer outra condição de carregamento, representada por novas medidas de injeções de potências ativa e reativa na saída do alimentador no ponto de acoplamento com a subestação, com a utilização de fatores de ajustes para as cargas ativa e reativa. Esses mesmos fatores também são utilizados para obter as estimativas das perdas não técnicas correspondentes.

A. Cálculo de Estimativa para as Pntec a partir da Condição de Operação com Potência Média

Para a condição de operação com potência média, pode-se escrever que o balanço de potência ativa na saída do alimentador, no ponto de acoplamento com a subestação, pode ser escrito como:

$$P_m = P_{mUC} + P_{tec} + P_{com} \quad (1)$$

Considerando a relação de fator de potência do alimentador, pode-se escrever para o balanço de potência reativa a equação (2) a seguir:

$$Q_m = Q_{mUC} + Q_{tec} + Q_{com} \quad (2)$$

Nas equações (1) e (2) tem-se:

P_m , Q_m – Potências ativa e reativa médias injetadas no alimentador e obtidas a partir das medidas das potências instantâneas $P(t)$ e $Q(t)$ na subestação, para o período de apuração das contas de energia dos consumidores;

P_{mUC} , Q_{mUC} – Potências ativa e reativa médias consumidas por todas as UCs do alimentador;

P_{tec} , Q_{tec} – Perdas técnicas ativa e reativa calculadas para a condição de operação com potência média;

P_{com} , Q_{com} – Perdas não técnicas ativa e reativa calculadas para a condição de operação com potência média.

Para a obtenção de estimativas para as perdas não técnicas P_{com} , e Q_{com} representadas nas equações (1) e (2), executa-se um estudo de fluxo de carga pelo Método Somatório de Potências (MSP) considerando o carregamento dos transformadores como sendo a soma das potências médias das UCs atendidas pelo mesmo, acrescido da estimativa das perdas técnicas supridas, quando o mesmo estiver atendendo uma rede secundária de distribuição de energia. Dessa forma, o carregamento ativo de cada transformador i é dado pela equação (3), sendo o carregamento reativo obtido pela relação do fator de potência.

$$P_{Ti} = \sum_{j=1}^m \frac{kWh_{UCj}}{T} + P_{teci} = \sum_{j=1}^m P_{UCj} + P_{teci} \quad (3)$$

Sendo,

P_{Ti} – Carregamento ativo do transformador i , em kW, que supre todos os consumidores j conectados ao mesmo, mais as perdas técnicas ativas P_{teci} da rede de baixa tensão quando for o caso, sendo $i = 1, n$ e $j = 1, m$;

$[kWh_{UCj} / T]$ – Demanda média do consumidor j , em kW, obtida a partir do consumo de energia para o período T proveniente da conta de energia;

P_{UCj} – Demanda média do consumidor UC_j , em kW.

A potência ativa injetada no alimentador para suprir todas as UCs conectadas, e também suprir as respectivas perdas técnicas estimadas para a rede de baixa tensão, expressa como P_{mUC} na equação (1), é calculada como em (4):

$$P_{mUC} = \sum_{i=1}^n P_{Ti} \quad (4)$$

Executando o algoritmo de fluxo de carga MSP para estas condições, e após o processo iterativo convergir, obtêm-se as injeções de potências ativa e reativa necessárias para suprir todas as demandas das UCs e as respectivas perdas técnicas para esta condição de operação como:

$$P' = P_{mUC} + P_{tec} \quad (5)$$

$$Q' = Q_{mUC} + Q_{tec} \quad (6)$$

A partir dos resultados de (5)-(6), pode-se calcular, para a condição de operação com potência média, as estimativas para as perdas não técnicas como:

$$P_{com} = P_m - P' \quad (7)$$

$$Q_{com} = Q_m - Q' \quad (8)$$

As estimativas de Pntec calculadas pelas equações (7) - (8) foram obtidas para os balanços de potências ativa e reativa realizados na saída do alimentador, na respectiva subestação. Dessa forma, elas representam estimativas de Pntec para todo o alimentador, incluindo as redes de média e baixa tensão, quando for o caso. Obtêm-se também, desse procedimento, as estimativas das tensões complexas em todos os nós elétricos, assim como os carregamentos dos circuitos para esta condição de operação.

B. Cálculo de Pntec para Qualquer Condição de Operação

O cálculo de estimativas para as Ptec e Pntec, e as tensões complexas em todos os transformadores, para qualquer condição de operação representada pelas potências instantâneas P(t) e Q(t), medidas na subestação, pode ser realizado a partir da solução de fluxo de carga obtida para a condição de potência média, como apresentado anteriormente. Para tal, as cargas e as estimativas de Pntec obtidas para a condição média são ajustadas para atender as novas injeções de potência P(t) e Q(t), a cada iteração do MSP, por meio dos fatores de ajuste conforme definidos nas equações (9) e (10):

$$k_p^{(j)} = \frac{P(t) - P_{tec}^{(j)}}{\sum_{i=1}^n P_{Ti}^{(j-1)} + P_{com}^{(j-1)}} \quad (9)$$

$$k_q^{(j)} = \frac{Q(t) - Q_{tec}^{(j)}}{\sum_{i=1}^n Q_{Ti}^{(j-1)} + Q_{com}^{(j-1)}} \quad (10)$$

Sendo:

k_p , k_q – Fatores de ajuste para as cargas ativa e reativa e respectivas perdas não técnicas em cada iteração j;

$\sum_{i=1}^n P_{Ti}$, $\sum_{i=1}^n Q_{Ti}$ - Carregamentos ativo e reativo dos transformadores (i = 1, n) incluindo as respectivas estimativas das perdas técnicas das redes de baixa tensão, quando for o caso;

Utilizando estes fatores de ajustes, valores atualizados para os carregamentos ativos e reativos dos transformadores, e para as respectivas perdas não técnicas são obtidos à cada iteração j como:

$$P_{Ti}^{(j)} = k_p^{(j)} \cdot P_{Ti}^{(j-1)} \quad (11)$$

$$P_{com}^{(j)} = k_p^{(j)} \cdot P_{com}^{(j-1)} \quad (12)$$

$$Q_{Ti}^{(j)} = k_q^{(j)} \cdot Q_{Ti}^{(j-1)} \quad (13)$$

$$Q_{com}^{(j)} = k_q^{(j)} \cdot Q_{com}^{(j-1)} \quad (14)$$

Dessa forma, para cada nova iteração j, os balanços de potências ativa e reativa são obtidos como:

$$P(t) - P_{mUC}^{(j)} - P_{com}^{(j)} - P_{tec}^{(j)} = \Delta P^{(j)} \quad (15)$$

$$Q(t) - Q_{mUC}^{(j)} - Q_{com}^{(j)} - Q_{tec}^{(j)} = \Delta Q^{(j)} \quad (16)$$

Onde:

ΔP e ΔQ – são as tolerâncias de convergência respectivamente para os balanços de potências ativa e reativa. Valores típicos podem ser assumidos como 0.001 kW e kVAR para redes de distribuição de energia.

Após a convergência do MSP, os resultados atenderão aos balanços de potência na saída do alimentador, no ponto de acoplamento com a subestação, conforme as equações (15) e (16), obtendo-se uma solução de fluxo de carga ajustada para a nova condição de operação, com novos carregamentos, tensões complexas, e perdas técnicas e não técnicas.

III. RESULTADOS

Resultados de estudos de simulação foram obtidos utilizando-se o sistema *IEEE 13-node test feeder* [2] cujo diagrama unifilar está apresentado na Figura 1. Este sistema teste é uma rede radial, desbalanceada, e contendo circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos.

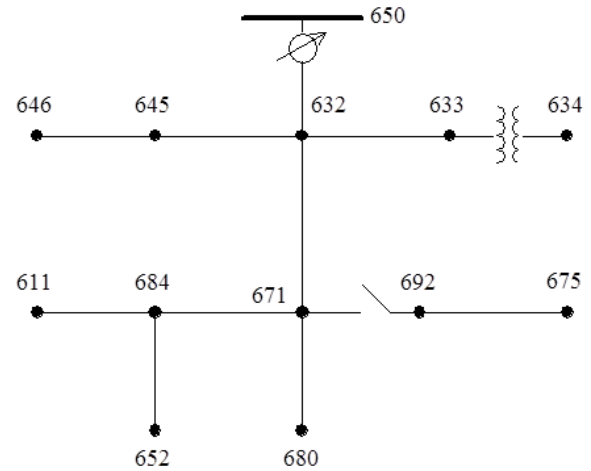


Figura 1. Sistema *IEEE 13-node test feeder*.

Fonte: [2]

Os dados de carga desse alimentador são apresentados nas Tabelas 1 e 2, a seguir.

Tabela 1. Dados de cargas distribuídas entre os nós B632 e B671.

	Ph-A		Ph-B		Ph-C	
	kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
B632-B671	17	10	66	38	117	68

Fonte: [2]

Entre os nós B632-B671 existem diversas cargas distribuídas, cujos montantes, por fase, encontram-se representados na Tabela 1. Para efeito dos estudos de fluxo de carga aqui realizados, estas cargas foram adicionadas ao nó B671. Na Tabela 2, apresentam-se os carregamentos próprios dos nós, e, destacados com asterisco, os valores de fraude a serem simulados nos estudos. O ramo B671-B692 é trifásico, e

o nó B692 pode atender cargas monofásicas, bifásicas, e trifásicas.

Tabela 2. Dados de carga e de fraude da rede IEEE-13 nós sob análise.

	Ph-A		Ph-B		Ph-C	
	kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
B634	160	110	120	90	120	90
B645	0	0	170	125	0	0
B646	0	0	230	132	0	0
B652	128	86	0	0	0	0
B671	385	220	385	220	385	220
B675	485	190	68	60	290	212
B692	0	0	0	0	170	151
B611	0	0	0	0	170	80
*B671	100	34	50	17	0	0
*B680	50	17	50	17	0	0
*B692	50	17	0	0	100	34

* Dados de fraude.

Fonte: [2]

A. Análise Considerando a Condição de Operação com Potência Média

Para a validação da metodologia proposta, executaram-se estudos de fluxo de carga para duas condições específicas de operação, sendo que a primeira, denominada de “Caso 1 – sem perdas não técnicas”, considerou que não existem Pntec, de modo que o sistema está suprindo somente as demandas médias das UCs e as respectivas perdas técnicas nestas condições.

A segunda condição de operação, denominada de “Caso 2 – com perdas não técnicas”, considerou a inclusão de fraudes nos nós B671, B692 e B680. O percentual total de fraude estabelecido para este caso representa em torno de 12% das cargas ativas do alimentador. Esta percentagem foi utilizada como uma estimativa realista em muitos sistemas de distribuição de energia.

Para o Caso 1, apresentam-se, na Tabela 3, os resultados referentes aos carregamentos percentuais das fases A-B-C obtidos na subestação, e as respectivas perdas técnicas. O carregamento de cada fase está representado como uma percentagem da fase mais carregada, incluindo as perdas técnicas calculadas para a mesma.

Tabela 3. Carregamentos das fases A-B-C calculados no ponto de acoplamento com a subestação, em relação à fase mais carregada, incluindo perdas técnicas.

	Ph-A		Ph-B		Ph-C	
	kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
Subestação	86%	88%	95%	81%	100%	100%
Ptec	6%	12%	4%	11%	3%	7%

Na Tabela 4, apresentam-se os resultados obtidos para o Caso 2, ou seja, com a inclusão das perdas não técnicas. Nota-se que as perdas técnicas aumentaram como esperado, pois, neste caso, a concessionária também está suprindo as perdas não técnicas, o que resultou em um incremento nas correntes que estão circulando na rede.

Tabela 4. Carregamentos das fases A-B-C calculados no ponto de acoplamento na subestação, incluindo as perdas não técnicas.

	Ph-A		Ph-B		Ph-C	
	kW	kVAR	kW	kVAR	kW	kVAR
Subestação	103%	97%	104%	86%	109%	106%
Ptec	7%	13%	5%	13%	4%	9%
Pntec	16%	8%	8%	4%	8%	5%

Outro aspecto relevante a ser considerado está relacionado aos perfis da tensão ao longo do alimentador, como apresentados nas Figuras 2, 3, e 4 respectivamente para as fases A-B-C.

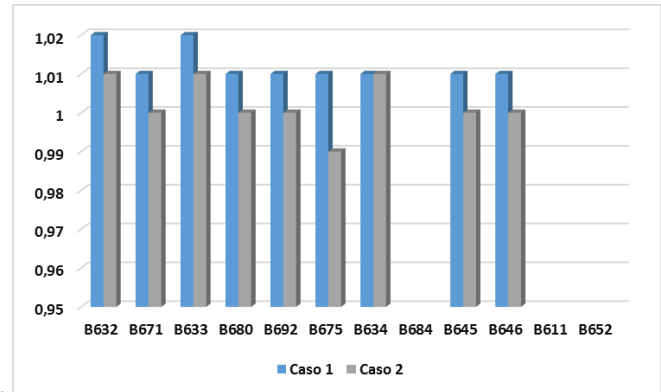


Figura 2. Perfis de tensão na fase A em pu, com e sem perdas não técnicas.

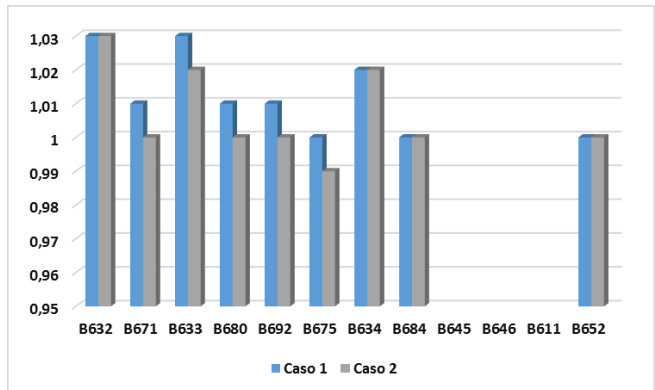


Figura 3. Perfis de tensão na fase B em pu, com e sem perdas não técnicas.

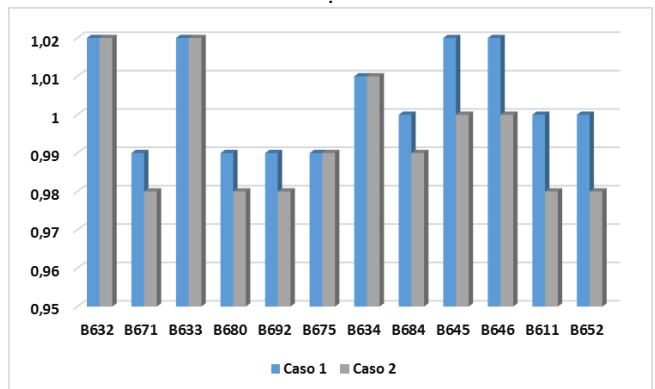


Figura 4. Perfis de tensão na fase C em pu, com e sem perdas não técnicas.

Observe que a inclusão das perdas não técnicas nos estudos reduz o valor rms da tensão ao longo do alimentador, e dependendo do nível de carregamento desse alimentador, condições precárias e/ou críticas de níveis de tensão podem ser atingidos na operação, o que pode demandar compensação adicional de potência reativa. Esses aspectos evidenciam a importância da inclusão das perdas não técnicas na fase de planejamento operacional das redes de distribuição, para que se obtenha uma solução mais realista para o problema.

B. Análise Considerando Qualquer Ponto de Operação

Pretende-se, nesta seção, obter soluções para outros pontos de operação, caracterizados pelas medidas de injeções de potências ativa e reativa, na subestação. Como apresentado anteriormente, o procedimento adotado parte da condição de carregamento médio, e utiliza os fatores de ajustes definidos nas equações (9)-(14). Dois novos pontos de operação serão testados, sendo: Caso 3- carregamento do alimentador acima da condição de carregamento médio; Caso 4- carregamento do alimentador abaixo da condição de carregamento médio.

A Figura 5 a seguir, apresenta o comportamento da convergência dos fatores de ajustes k_p , k_q durante o processo iterativo do MSP. Estes resultados são relativos à fase C, porém resultados similares foram obtidos para as fases A e B.

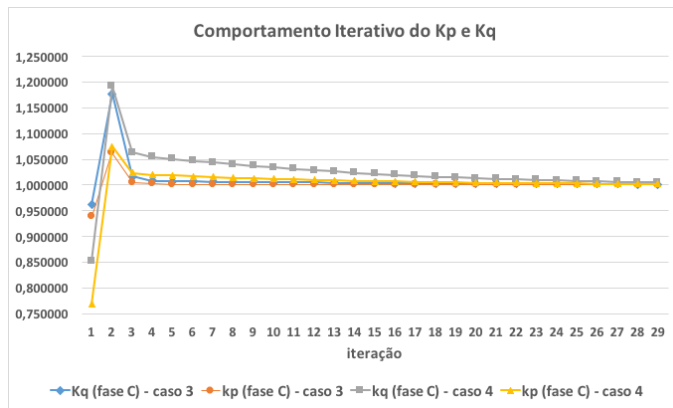


Figura 5- Comportamento da Convergência dos fatores de ajustes k_p , k_q para a fase C.

Nota-se que o procedimento é estável numericamente, apresentando uma convergência assintótica para o valor final 1,00. No caso dos exemplos apresentados, o processo convergiu em 29 iterações. Nenhum caso de não convergência foi observado. Isso demonstra que é possível obter-se estimativas para as tensões, Ptec, Pntec, etc, para novos pontos de operação, a partir da condição de carregamento médio do alimentador, como apresentado na seção III.A).

Na Figura 6, apresenta-se, para a fase A, o processo iterativo para a obtenção dos valores finais em kW para as Ptec e Pntec para os Casos 3, e 4. Apresentam-se, também, para efeito de comparação, os valores de Ptec, e Pntec para a condição de operação com potência média. Comportamentos similares foram observados para as fases B e C.

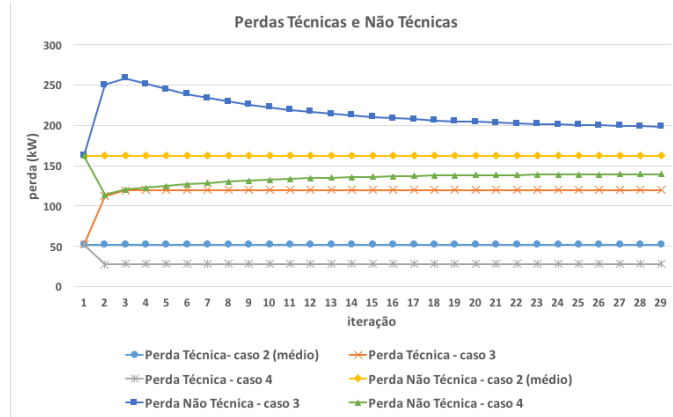


Figura 6 – Processo iterativo para a obtenção de Ptec e Pntec para os casos 3, e 4, e comparação com as perdas médias, para a fase A.

A Figura 7 apresenta o processo iterativo de ajuste da carga média para os novos patamares de carga representados pelos carregamentos dos Casos 3, e 4. Nota-se, também, que este processo apresenta característica numérica estável, o que era esperado considerando o comportamento dos fatores de ajuste utilizados.

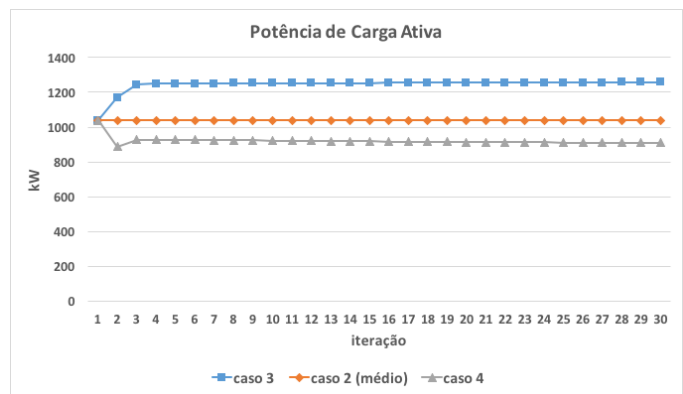


Figura 7 – Carregamento ativo do alimentador correspondente às condições de operação do caso médio, caso 3, e caso 4, para a fase B.

Os resultados apresentados neste artigo demonstram que a metodologia proposta de inclusão das contas de energia dos consumidores, além de representar uma alternativa para determinar carregamentos dos transformadores, também reforça o planejamento da operação com novos aspectos ainda não corriqueiramente considerados, que podem melhorar a eficiência e a eficácia das redes de distribuição como um negócio para as distribuidoras.

Também, a incorporação dos fatores de ajustes como um mecanismo de atualização do carregamento médio, e a inclusão das medidas de injeção de potências ativa e reativa na subestação podem viabilizar a realização de planejamento operacional para qualquer condição de operação, inclusive para a aplicação em tempo real.

IV. CONCLUSÕES

A partir da metodologia proposta e dos resultados até então alcançados, pode-se formular as seguintes conclusões:

A metodologia proposta para a obtenção de estimativas das perdas técnicas e não técnicas, a partir das medidas de injeção de potências, e das contas de energia das UCs, utilizando um algoritmo de fluxo de carga, representa uma solução viável e relevante a ser integrada nos estudos de planejamento da operação, pois reflete cenários mais realistas;

A implementação desta metodologia permite que as concessionárias obtenham informações sobre as perdas comerciais de seus alimentadores para qualquer condição de atendimento, de modo que ações estratégicas possam ser planejadas para minimizar os impactos econômicos e técnicos resultante da presença dessas perdas;

Os resultados dos estudos de simulação indicaram que a inclusão das perdas não técnicas nos estudos de planejamento da operação pode revelar novos aspectos como, por exemplo, o quanto estas perdas estão impactando no carregamento dos circuitos, no acréscimo das perdas técnicas, e na regulação da tensão;

Ficou claramente demonstrado que o perfil de tensão é significativamente afetado pela presença das perdas não técnicas. A sua não inclusão em estudos de planejamento da operação pode conduzir a soluções menos efetivas com relação à tomada de ações para a regulação da tensão;

Por fim, a presença de perdas não técnicas pode gerar impactos negativos no desempenho econômico das empresas distribuidoras, uma vez que essas perdas são supridas, mas não geram receitas para o negócio de energia. Por essa razão, o uso de metodologias que auxiliem na solução dessa questão tem despertado especial interesse atualmente.

V. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem às Centrais Elétricas do Pará - CELPA, pelo apoio financeiro para o desenvolvimento deste trabalho, o qual faz parte de um projeto de P&D ANEEL da Empresa, em desenvolvimento pelo CEAMAZON/ UFPA.

REFERÊNCIAS

- [1] R. P. Broadwater; A. Chandrasekaran; C. T. Huddleston; A. H. Khan – “Power Flow Analysis of Unbalanced Multiphase Radial Distribution Systems”. *Electric Power Systems Research*, Vol. 14, pp.23-33, 1988.
- [2] W. H. Kersting, “Radial distribution test feeders,” in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting.*, 2001, pp. 908–912.
- [3] M. F. de Medeiros Jr., M. D. de Almeida, D. B. F. Silveira.”Estimating Loads in Distribution Feeders Using a Estate Estimator Algorithm with Additional Adjustment of Transformers Loading Factors”, *Internacional Symposium on Circuits and Systems*, Bangkok, Tailândia, 2003.
- [4] P. Bastos, B. Souza, N. Ferreira, “*Diagnosis of Nontechnical Energy Losses using Bayesian Networks*”, *20th*

International Conference on Electricity Distribution, Praga 2009.

- [5] Q. Zhang , K. Shi, N. LU ,J. Zhang, “New Features for Detection of Nontechnical Losses Considering PV Installed at Customer Side”, *2012 China International Conference on Electricity Distribution (CICED 2012)*, China 2012

- [6] S. Huang, Y. Lo, C. Lu, “Non-Technical Loss Detection Using State Estimation and Analysis of Variance”, *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 28, No 3, pp 2959-2966, Agosto 2013.

- [7] S. Kaykahie, S. Kowsari, “A New Approach for Calculating Load and Loss Factor Based on Consumer Data with Fuzzy Modelling”, *22nd International Conference on Electricity Distribution*, Stockholm, Junio 2013.

- [8] J Porras, H Rivera, F Giraldo, B. Correa, “Identification of Non-Technical Electricity Losses in Power Distribution Systems by Applying Techniques of Information Analysis and Visualization”, *IEEE Latin America Transactions*, Vol 13, No. 3, pp 659-664, Marzo 2015.

- [9] S. Chen, T. Zhan, C. Huang, J. Chen, and C. Lin, “Nontechnical Loss and Outage Detection Using Fractional-Order Self-Synchronization Error-Based Fuzzy Petri Nets in Micro-Distribution Systems”, *IEEE Transactions on smart grid*, Vol. 6, No. 1, pp. 411-420, Jan 2015.