

Estimação de Estado em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, para Avaliação das Perdas Técnicas, com Base no Método da Soma de Potências

M. A. D. de Almeida, DEE/UFRN; D. B. F. da Silveira, DEE/UFRN; P. S. da M. Pires, DCA/UFRN; F.C. Mota, DCA/UFRN; R.C. Oliveira, COSERN; M. F. de Medeiros Jr, DCA/UFRN

RESUMO

A principal característica que dificulta a aplicação de um método de estimação de estado em uma rede de distribuição é a pouca quantidade de dados disponíveis em tempo real. A maioria dos alimentadores só dispõe de medição de corrente na saída de alimentador, na subestação. Entretanto, a necessidade de automatização da operação dos sistemas de distribuição fez surgir alguns equipamentos telecomandados que incorporam módulos de medição de grandezas da rede, que são transmitidas em tempo real para o Centro de Operação do Sistema - COS. Essas grandezas, em conjunto com dados obtidos off-line, tratados como pseudomedições, permitem o desenvolvimento de um algoritmo para a implementação de uma formulação não-linear do problema de estimação de estado em redes de distribuição. O algoritmo baseia-se no cálculo de fluxo de carga pelo método da soma de potências, que tem se demonstrado computacionalmente eficiente, quando aplicado a redes radiais.

PALAVRAS-CHAVE

Algoritmo soma de potência, estimação de estado, modelo não-linear, perdas técnicas, sistemas de distribuição.

I. INTRODUÇÃO

A principal característica que dificulta a aplicação de um método de estimação de estado em uma rede de distribuição é a pouca quantidade de dados disponíveis em tempo real. A maioria dos alimentadores só dispõe de medição de corrente na saída de alimentador, na subestação. Dessa forma, a aplicação de algoritmos tradicionais de estimação de estado para a supervisão de alimentadores pode ser inadequada, mesmo considerando pseudomedidas obtidas "off-line".

No trabalho [1] foi desenvolvido um método trifásico de estimação de estado para aumentar a exatidão sobre os dados obtidos (a partir de um procedimento de previsão de carga) que são utilizados para monitorização em tempo real de alimentadores de distribuição. O método é baseado em um tratamento de mínimos quadrados ponderados.

Os elementos da Jacobiana são considerados invariáveis com as iterações, o que decorre de linearizações baseadas nas hipóteses $V_i \cong 1,0$ p.u., $\cos ij \cong 1$, $\sin ij \cong 0$, p/ trechos da linha (as cargas são representadas com conexão para o neutro, em um sistema a 4 fios). Essas hipóteses não se verificam, entretanto, para alimentadores muito carregados.

Algumas medidas de módulo de corrente de linha são admitidas ao longo do alimentador. A principal dificuldade com a medição de corrente de linha, alegada pelos autores, reside no fato de que os termos correspondentes da Jacobiana não podem ser aproximados por termos constantes.

Com o intuito de manter os elementos da Jacobiana invariáveis com as iterações, [2] apresenta uma formulação de um estimador baseada em injeção de correntes. Nesse caso, as medidas de potência são transformadas em medidas equivalentes de corrente. No exemplo apresentado para validação do método, existem, entretanto, muitas medidas em tempo real.

O tratamento adotado em [3] requer um modelo estocástico das cargas, o qual é influenciado pelas condições de variação no tempo e condições climáticas. A formulação baseia-se em uma modelagem trifásica da rede. Os erros das cargas são assumidos para variar de 20% a 50%, dependendo do tipo de consumidor.

A referência [4] apresenta, primeiramente, um algoritmo para cálculo trifásico de fluxo de carga. Tanto no cálculo de fluxo de carga, quanto no de estimação de estado, demonstram uma preocupação particular com cargas distribuídas, o que é perfeitamente dispensável, uma vez que um grande número de cargas concentradas, como, aliás corresponde à realidade prática, pode substituir essa representação. Assim como no método proposto em [2], as modelagens de fluxo de carga e do estimador são baseadas em injeção de corrente. Esse algoritmo pressupõe a existência de um sistema de supervisão com várias medidas de tensão e de corrente ao longo do alimentador e a sincronização dessas medidas por um sistema GPS.

Os autores agradecem à COSERN pelos suportes técnico e financeiro, tendo em vista que este trabalho é parte integrante do programa de P&D da Empresa.

Trabalhos anteriores sobre estimação de estado em redes de distribuição, à exceção daquele apresentado em [5], têm procurado simplesmente adaptar o tratamento dado a redes de transmissão, sem, entretanto levar em conta as especificidades requeridas por uma análise mais voltada para sistemas de distribuição. Uma vez que existe uma quantidade muito reduzida de medidas disponíveis, tem sido frequente a adoção de pseudomedidas, em uma formulação de mínimos quadrados ponderados, o que pode levar a problemas de convergência. Isso acontece sempre que há um grau elevado de "mismatch" entre os pesos associados às estimativas de demanda e os dados medidos [5].

Uma primeira formulação de estimação de estado baseada em hipótese de linearidade da rede (modelo linear) e no algoritmo da soma de potência pode ser encontrada em [6]. Uma segunda formulação, agora, adotando uma modelagem não-linear está apresentada em [7]. Em [8] tem-se um estudo de estimação de estado em sistemas de distribuição de energia elétrica, para avaliação das perdas técnicas pelo método tradicional [9].

O objetivo final do trabalho consiste em mostrar como a metodologia desenvolvida em [7] deverá ser empregada para realizar a estimação de estado de um sistema primário de distribuição, principalmente, no tocante às suas perdas técnicas. Também, apresentam-se os resultados de estimação de estado em tempo real com base em dados obtidos em tempo real do Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE) da Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN), após a interligação do estimador com o referido sistema [8]. Por fim, é mostrado um sistema gráfico desenvolvido para visualizar os resultados da estimação de estado.

II. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

O problema de estimação de estado é fundamentalmente constituído por um sistema de equações não-lineares, sobre-determinado [9]. O modelo de estimador de estado baseado em medidas e pseudomedidas (modelo de medição, relaciona as medidas das grandezas monitoradas com as variáveis de estado):

$$z = h(x) + e \quad (1)$$

Na equação (1), z é o vetor de medidas ($m \times 1$); x é o vetor das variáveis de estado ($n \times 1$), $n < m$; h é um vetor de funções de x ($m \times 1$) que relaciona as medidas e pseudomedidas com as variáveis de estado; e e é o vetor de erros ($m \times 1$) das medidas e pseudomedidas.

A estimação de estado pode ser formulada como um problema de otimização, segundo a metodologia dos mínimos quadrados ponderados [9]. Para tanto, é necessário otimizar a função objetivo:

$$J(x) = \frac{1}{2} [z - h(x)]^T R_z^{-1} [z - h(x)] \quad (2)$$

onde R_z é a matriz de covariância dos erros das medidas e pseudomedidas, que faz a ponderação do método. As variáveis de estado estimadas são obtidas através de um processo iterativo sobre (3).

$$G(x^t) \Delta x^t = -g(x^t) \quad (3),$$

$$x^{t+1} = x^t + \Delta x^t$$

onde, t é o contador das iterações; $g(x)$ é o gradiente de $J(x)$; e $G(x)$ é a matriz de ganho, que depende do método empregado para resolver o problema de minimização (Gauss-Newton ou Newton-Raphson).

De acordo com o método de Newton-Raphson, utiliza-se a expansão de Taylor em (1), resultando em:

$$h(x + \Delta x) \cong h(x) + H(x) \Delta x \quad (4)$$

Combinando (2) e (4), obtém-se:

$$J(x) = [\Delta z - H(x) \Delta x]^T R_z^{-1} [\Delta z - H(x) \Delta x] \quad (5)$$

onde $\Delta z = z - h(x)$ e $H(x) = \frac{\partial h}{\partial x}$ é a matriz

Jacobiana. Extraindo o termo de primeira ordem em (5), resulta em:

$$\frac{\partial J(x)}{\partial x} = -H^T(x) R_z^{-1} [\Delta z - H(x) \Delta x] = 0 \quad (6)$$

de onde se obtém:

$$H^T(x) R_z^{-1} H(x) \Delta x = H^T(x) R_z^{-1} \Delta z(x)$$

A equação (6) é utilizada então como base do processo iterativo que determina o estado estimado. Comparando com (3), observa-se que a matriz de ganho, nesse caso, é dada por: $G = H^T(x) R_z^{-1} H(x)$

A determinação de G , bem como a solução do sistema definido por (6) a cada iteração, pode ser computacionalmente oneroso, principalmente para grandes sistemas de distribuição. As seções seguintes mostram o desenvolvimento de uma metodologia, baseada no algoritmo do fluxo de carga soma de potências [11], que permite uma significativa redução do esforço computacional necessário à estimação de estado.

III. MODELAGEM DO ESTIMADOR SOMA DE POTÊNCIAS

Empregando-se a metodologia do fluxo de carga soma de potências, desenvolveu-se um algoritmo computacional para estimação, que está dividido em duas etapas:

- 1) Na primeira etapa [7], são estimados os fluxos de potência ativa e reativa que chegam ao barramento da subestação, a tensão no barramento e os fluxos de potências ativa e reativa nas saídas dos alimentadores. Essa etapa só será necessária quando não houver medição de fluxos de potência na saída de alimentador supervisionado ou quando não for adotada uma estimativa de fator de potência para esse alimentador.
- 2) Na segunda etapa, escolhe-se um alimentador-alvo e, a partir das grandezas já estimadas na primeira etapa e de

pseudomedidas de potências ativas e reativas realizadas nos nós do alimentador, realiza-se a estimação de seu estado.

Na etapa 2, estimam-se as tensões, os ângulos, as potências próprias nos nós e, principalmente, as perdas no alimentador. Considere-se, por exemplo, a figura 1, que representa um sistema primário de distribuição. As grandezas com "circunflexo" foram estimadas na primeira etapa. Nos nós genéricos m e p da figura, têm-se:

- PTm e QTm: fluxos de potência ativa e reativa que chegam ao nó m;
- Pm e Qm: potências próprias, ativa e reativa do nó m (representadas por seta cheia);
- PSp e QSp: potências-soma ativa e reativa no nó p (representadas por seta tracejada).

As potências-soma pseudomedidas, PSp e QSp, são expressas pelas equações:

$$P_{Sp} = P_p + \sum_{i=1}^j P_i \quad (10)$$

$$Q_{Sp} = Q_p + \sum_{i=1}^j Q_i \quad (11)$$

As variáveis P_i e Q_i são as pseudomedidas das potências ativa e reativa próprias dos j nós a jusante da p, dadas por:

$$P_p = S_p \times f_u \times f_p \quad (12)$$

$$Q_p = S_p \times f_u \times f_{cp} \quad (13)$$

onde, S_p é a potência nominal do transformador ligado ao nó p; f_u e f_p são, respectivamente, os fatores de utilização e de potência definidos.

As pseudomedidas das potências ativas e reativas dos consumidores do grupo A (P_{GA} e Q_{GA}) são determinadas com base nas demandas máximas (D_m) e fatores de potências (f_{pm}) medidos no final de cada mês:

$$P_{GA} = f_u \times D_m \quad (14)$$

$$Q_{GA} = f_u \times tg [\cos^{-1}(f_{p_m})] \times D_m \quad (15)$$

Tradicionalmente, fatores de utilização históricos são usados para a determinação das cargas, em cálculos de fluxo de carga para planejamento. Para os propósitos deste trabalho os fatores de utilização empregados nas construções de P e Q são determinados por (16). Esses fu's são aplicados às

cargas vinculadas a cada ponto com medição [8, 10].

$$f_{u_w} = \frac{\sqrt{3} \times V_{med,w} \times I_{med,w}}{\frac{I}{f_{div,TD}} \times \sum_{d=1}^{nt} S_d + \frac{I}{f_{div,GA}} \times \sum_{g=1}^{ng} \frac{D_{mg}}{f_{p_{mg}}}} \quad (16)$$

onde:

- $w = 1, \dots, n_{pm}$, sendo n_{pm} o número de pontos de medição;
- V_{med} : tensão de linha medida on-line, no nó do alimentador na subestação ou em outro ponto com telemedição;
- I_{med} : corrente medida "on-line", na saída do alimentador ou em outro ponto com telemedição;
- $f_{dif,TD}$: fator de diversidade típico para transformador de distribuição; no trabalho considerou-se $f_{dif,TD} = 1$;
- S_d : potência nominal de cada transformador de distribuição; $d = 1, \dots, nt$, sendo nt o número de transformadores de distribuição à jusante do ponto de medição;
- $f_{dif,GA}$: fator de diversidade típico para transformador de consumidor do grupo A; neste trabalho, considerou-se $f_{dif,GA} = 1,2$;
- D_{mg} : demanda máxima mensal medida para cada consumidor do grupo A; $g = 1, \dots, ng$, sendo ng o número de consumidores do grupo A à jusante do ponto de medição;
- $f_{p_{mg}}$: fator de potência mensal medido para cada consumidor do grupo A, $g = 1, \dots, ng$.

No presente trabalho, adotou-se como valor típico para o fator de potência 0,95, com um desvio de 0,05. Adotaram-se também desvios para os fatores de utilização (df_u), onde $df_u = k \times f_u$ (k varia de 0,05 a 0,20), sendo f_u calculado de acordo com (16) e as considerações acima.

Nos nós do alimentador em que há medição "on-line" de potências, como nos casos de chaves telecomandadas, essas medidas são utilizadas no estimador, não sendo necessário, obviamente, calcular as pseudomedições.

O algoritmo desenvolvido realiza a estimação de estado do alimentador, utilizando um princípio de redução de rede, ou seja, o alimentador é dividido em partes reduzidas, conforme mostrado na figura 1. A estimação de estado é realizada no sentido da subestação para os ramais, isto é, os resultados da estimação da parte 1, na primeira etapa, são tomados como pseudomedidas para a estimação da parte 2, e assim por diante, até que todo o alimentador esteja estimado [6,7].

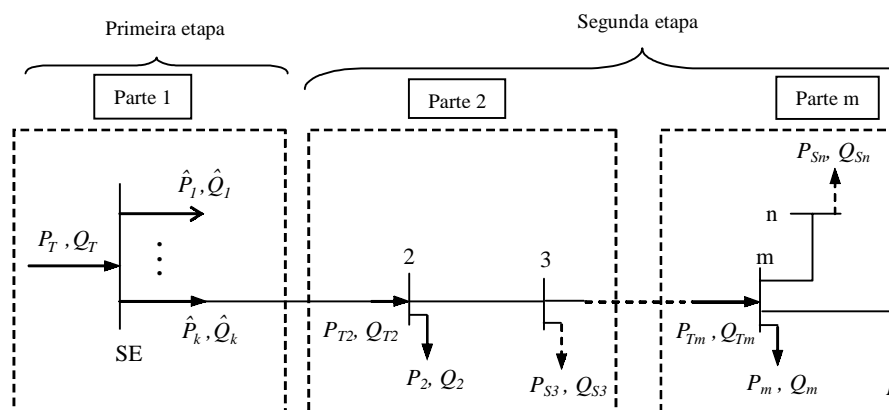


FIGURA 1. Parte de uma rede primária de distribuição

Em cada parte do alimentador, o sistema de equações do modelo de circuito correspondente é constituído pelas equações das potências líquidas injetadas nos nós de redução (nós das potências-soma, como p.ex. o nó 3 na figura 1) e pelas equações do balanço de potências no nó básico (nó ao qual estão ligados os nós de redução, como p.ex. o nó 2 na figura 2). Então, para a parte 2 do sistema da figura 2, têm-se:

$$P_{S3} = -\{V_3^2 G_{33} + V_3 V_2 [G_{32} \cos(\theta_3 - \theta_2) + B_{32} \sin(\theta_3 - \theta_2)]\}$$

$$Q_{S3} = -\{V_3^2 B_{33} + V_3 V_2 [G_{32} \sin(\theta_3 - \theta_2) - B_{32} \cos(\theta_3 - \theta_2)]\}$$

$$P_{T2} = P_2 + P_{S3} + P_{per23}$$

$$Q_{T2} = Q_2 + Q_3 + Q_{per23}$$

onde G e B são os elementos da matriz admitância de barra; V_2 e V_3 são as tensões nos nós 2 e 3; θ_2 e θ_3 são os ângulos dessas tensões; P_{per23} e Q_{per23} são as perdas ativa e reativa no trecho 2-3, respectivamente. A tensão V_2 e o ângulo θ_2 são determinados de acordo com Céspedes [11].

As pseudomedidas dos fluxos P_{T2} e Q_{T2} , que chegam ao nó 2, são determinadas por:

$$P_{T2} = \hat{P}_K - P_{per12}$$

$$Q_{T2} = \hat{Q}_K - Q_{per12}$$

onde, P_{TK} e Q_{TK} são as potências ativa e reativa estimadas na saída do alimentador e P_{per12} e Q_{per12} são as perdas ativas e reativas no trecho 1-2, respectivamente.

Conforme a referência [12], definem-se as variáveis de estado (P_{T2} , Q_{T2} , V_2 , θ_2 , V_3 , θ_3), as variáveis dependentes (P_s , Q_s , P_c , e Q_c) e as funções:

$$P_{T2}^{pseud} \rightarrow h_1 = P_{T2}$$

$$Q_{T2}^{pseud} \rightarrow h_2 = Q_{T2}$$

$$V_2^{pseud} \rightarrow h_3 = V_2$$

$$\theta_2^{pseud} \rightarrow h_4 = \theta_2$$

$$P_{S3}^{pseud} \rightarrow h_5 = -\{V_3^2 B_{33} + V_3 V_2 [G_{32} \cos(\theta_3 - \theta_2) + B_{32} \sin(\theta_3 - \theta_2)]\}$$

$$Q_{S3}^{pseud} \rightarrow h_6 = -\{V_3^2 B_{33} + V_3 V_2 [G_{32} \sin(\theta_3 - \theta_2) - B_{32} \cos(\theta_3 - \theta_2)]\}$$

$$P_{per23}^{pseud} \rightarrow h_7 = P_{T2} - P_{S3} - P_{per23}$$

$$Q_{per23}^{pseud} \rightarrow h_8 = Q_{T2} - Q_{S3} - Q_{per23}$$

Aplicando (9) às expressões que resultam nas pseudomedidas, obtêm-se as suas variâncias. Com isso,

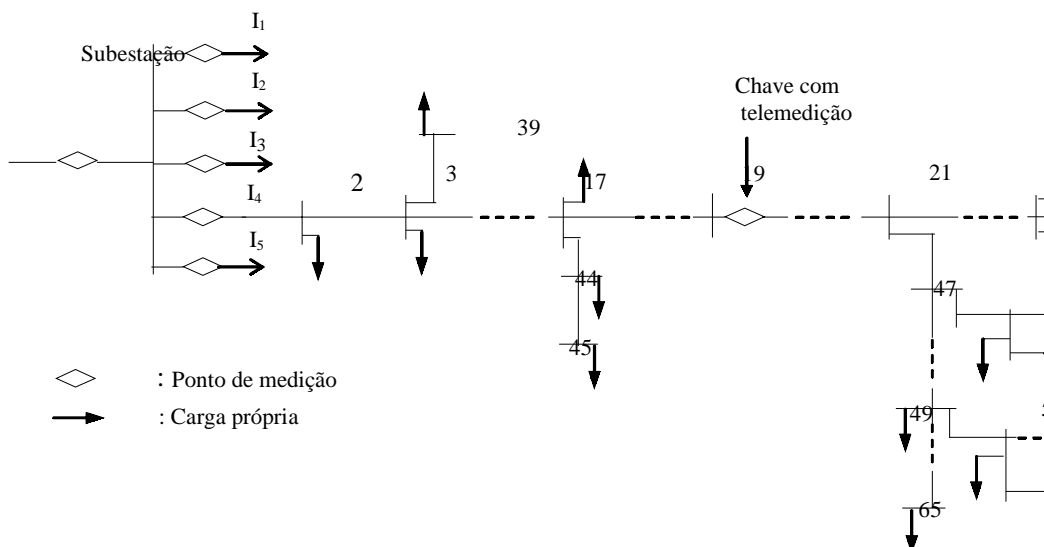


FIGURA 2. Diagrama unifilar aproximado do sistema-teste

monta-se a matriz de covariância, $R_{z'}$, dos erros das pseudomedidas da parte 2. Como são conhecidos $H(x)$, z e $R_{z'}$, determina-se por meio de (6) o vetor de estado x , que é composto das variáveis estimadas, P_{T2} , Q_{T2} , V_2 , θ_2 , V_3 e θ_3 . De posse do estado estimado, determinam-se as potências ativa e reativa próprias do nó 2 e as perdas no trecho 2-3. O algoritmo desenvolvido pode ser resumido nos seguintes passos:

- 1) Na primeira etapa estima-se a parte 1, desde que não haja medição de fluxos de potência nas saídas dos alimentadores.
- 2) Na segunda etapa, escolhe-se um alimentador-alvo e determinam-se, no nó 2, as pseudomedidas V_2 , θ_2 , P_{T2} e Q_{T2} e suas respectivas variâncias; em seguida, estima-se a parte 2.
- 3) Consideram-se os valores das grandezas estimadas no segundo passo como pseudomedidas e calculam-se as suas variâncias; em seguida, estima-se a parte 3. Para isso, toma-se como nó "básico" um nó de "redução", não terminal, já estimada no passo anterior.
- 4) Repetem-se os procedimentos do terceiro passo, até que todo o alimentador tenha sido estimado.

IV. CASO-TESTE

Utilizou-se como caso-teste o alimentador NEO01N4, da SE Neópolis (COSERN) constituído por 66 nós: 1 barra na saída da SE; 5 nós de passagem; 31 transformadores de distribuição; 28 consumidores do grupo A; 1 chave seccionalizadora com telemedição.

Selecionou-se 1 (uma) janela de medidas "on-line" (carregamento máximo, às 18:30h), referentes ao dia 29/03/02. Os resultados mais significativos, obtidos através dos dois métodos de estimação, são mostrados na tabela 1, onde podem ser feitas as seguintes observações:

- a) Os valores de potências assinalados com (*) foram estimados na parte 1 (estimação da subestação [7]) e, de acordo com o método proposto nesse artigo, são tomados como pseudomedições, utilizadas na estimação de estado do alimentador-alvo.

b) O tempo de execução do programa desenvolvido foi medido computando os tempos para resolução dos sistemas de equações lineares, em cada parte sob estimação, sem explorar a esparsidade das matrizes Jacobianas. Optou-se por esse procedimento em decorrência do fato de que, no método proposto, diversos sistemas de equações lineares de pequeno porte e de dimensões variadas precisam ser solucionados, já que a estimação de estado realiza-se por partes. A adoção de técnicas de esparsidade na solução de pequenos sistemas de equações pode não trazer benefícios computacionais.

Grandezas	Estimadas		Medidas	Erros (%) (val. absol.)	
	Trad	Prop		Trad	Prop
Perda ativa (kW)	71	68	-	-	-
Bal. de reat. (kVAr)	104	99	-	-	-
I saída AL (A)	164	161	162	1,23	0,62
P saída AL (kW)	3693	3489	3475*	6,27	0,40
Q saída AL (kVAr)	1298	1765	1777*	26,96	0,68
I chave (A)	106	107	106	0,00	0,94
P chave (kW)	2341	2406	2370	1,22	1,52
Q chave (kVAr)	752	849	858	12,35	1,05
V chave (kV)	13,4	13,7	13,7	2,19	0,00
Erro médio quadrático				11,50	0,87
Erro relativo máximo				26,96	1,52
Tempo (s)	4,71	1,10			

V. AMPLIAÇÃO E INTERFACE GRÁFICA

O bom desempenho do estimador pode ser comprovado através de outros trabalhos voltados para estimação de estado em sistemas de distribuição [6, 7, 8 e 10].

Com essa motivação, desenvolveu-se um sistema para interligar o estimador ao SAGE [8], implantado no Centro de Operação e Informação (COI) da COSERN [14].

Três outros alimentadores foram escolhidos para estudar a viabilidade de ampliação da abrangência dos estudos de estimação: NEO01N6, que tem a particularidade de possuir somente 1 (um) ponto de telemedição

(subestação); NTU01J3, que dispõe de 2 (dois) pontos de telemedição (subestação e uma chave telecomandada); NTU01J1, que é dotado de 3 (três) pontos de telemedição (subestação e duas chaves telecomandadas).

Os resultados da estimação de estado desses alimentadores, em tempo real, figura 3, podem ser divididos em três partes:

1. Tabela - Informações do alimentador supervisionado: tensões e potências ativas e reativas estimadas em cada um de seus nós;

2. Gráficos - Conjunto de gráficos em janelas de 24 horas:

- Perda em potência ativa estimada do alimentador supervisionado;
- Perda percentual de potência ativa do alimentador supervisionado;
- Corrente medida na saída do alimentador supervisionado;
- Fator de potência estimado do alimentador supervisionado.

3. Perdas de energia - Campos de informações de perdas de energia diária e mensal do alimentador supervisionado.

VI. CONCLUSÕES

Através das investigações que originaram o presente trabalho, constatou-se que problemas de convergência podem ocorrer com o estimador de estado tradicional, caso as pseudomedidas das potências das cargas e seus supostos erros sejam incompatíveis com as medidas de corrente, que são corriqueiras nos sistemas de distribuição. Segundo a metodologia proposta no presente trabalho, os fatores de utilização são determinados, de maneira a realizar um ajuste prévio das pseudomedidas das cargas aos valores das grandezas medidas.



Esse procedimento, aliado ao algoritmo de propagação de erros, possibilitado pelo estimador soma de potências, permite reduzir significativamente casos de divergência. Em nenhum exemplo simulado houve qualquer problema de convergência.

De acordo com os resultados da Tabela I, pode-se também concluir que o modelo proposto possui um desempenho melhor do que o modelo tradicional, principalmente no que tange ao ajuste das pseudomedidas às grandezas medidas em tempo real. Por fim, o estimador de estado proposto demonstra viabilidade no que tange à sua aplicação para supervisão de alimentadores, principalmente para acompanhamento das perdas técnicas em tempo real.

Um projeto-piloto desse "software" está implantado no sistema COSERN. Atualmente, supervisiona 4 (quatro) alimentadores em tempo real. Um sistema gráfico criado para visualizar os resultados do estimador está mostrado na Seção V.

VIII. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Baran, M. E.; Kelley, A. W. (1994). State Estimation for Real-time Monitoring of Distribution Systems. *IEEE Trans on PS*, Vol 9, No. 3, Aug 1994.
- [2] Lu, C.N.; Teng, J.H.; Liu, W.-H.E. (1995). Distribution System State Estimation. *IEEE Trans on PS*, Vol10, No. 1, Feb 1995.
- [3] Li, Ke (1996). State Estimation for power Distribution and Measurement Impacts. *IEEE Trans. on PS*, Vol 11, No2, May 1996.
- [4] Melipoulos, A. P.S.; Zhang, F. (1996). Multiphase Power and State Estimation for Power Distribution Systems. *IEEE Trans on PS*, Vol.11, No.2, May 1996.
- [5] Ghosh, A. K. Lubkeman, D. L.; Downey, M. J. Jones, R. H. (1997). Distribution Circuit State Estimation Using a Probabilistic Approach. *IEEE Trans. on PS*, Vol.12, No. 1, Feb 1997.
- [6] Medeiros Jr., M. F.; Almeida, M. A. D.; Silveira, D. B. F. (2002). Estimação de Estado em Redes de Distribuição de Média Tensão com Base no Algoritmo da Soma de Potências; Parte I: Modelo Linearizado. V INDUSCON, 3 a 5 de jul/2002, Salvador - BA.
- [7] M. Firmino de Medeiros Jr., Marcos A. D. de Almeida. Estimação de Estado em Redes de Distribuição de Média Tensão com Base no Algoritmo da Soma de Potências - Parte II: Modelo Não-Linear. XIV CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA - CBA2002, set/2002, Natal - RN.
- [8] M. A. D. Almeida, D. B. F. Silveira, A. M. M. B. Gomes, M. F. Medeiros Jr., F. C. Mota, R. C. Oliveira. Estimação de Estado em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica, para Avaliação das Perdas Técnicas. XV SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - SENDI 2002, nov/2002, Salvador - BA.
- [9] Schweppe, F.C.; Debs, A. S. (1970). Power System Static_State Estimation - Part I. *Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-89, no 1, pp120-125, Jan. 1970.
- [10] M. Firmino de Medeiros Jr., Marcos A. D. de Almeida, Daniel B. F. Silveira. Estimating Loads in Distribution Feeders Using a State Estimator Algorithm with Additional Adjustment of Transformers Loading Factors. INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON CIRCUITS AND SYSTEMS - ISCAS 2003/IEEE, mai/2003, Bangkok, Tailândia.
- [11] Cespedes, R. (1990). New Method of the Analysis Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 5, Jan.1990.
- [12] Monticelli, A. J. (1999). State Estimation in Electric Power Systems, Editora Kluwer Academic Publishers, Norwell, Massachusetts - USA.
- [13] Vuolo, J. H. (1992). Fundamentos da Teoria dos Erros, Editora Edgar Blücher, São Paulo -SP.
- [14] Pontes, J. R. M.; Xavier, A. P. (2001). O Sistema de Automação da COSERN - Experiência com UTR's e Controles Integrados, Custos e Benefícios. II Seminário Nacional de Controle e Automação, jun/2001.