



XX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica
SENDI 2012 - 22 a 26 de outubro
Rio de Janeiro - RJ - Brasil

Roberto André Pressi	Carla Hofstadler Peixoto Gonçalves	Leonardo Henrique Tomassetti Ferreira Neto
Aes Sul Distribuidora Gaúcha de Energia	Aes Sul Distribuidora Gaúcha de Energia	Daimon Engenharia e Sistemas
roberto.pressi@aes.com	carla.goncalves@aes.com	lferreira@daimon.com.br

Alden Uehara Antunes	Juliana Isabel Lara Uchoa
Daimon Engenharia e Sistemas	Aes Sul Distribuidora Gaúcha de Energia
alden@daimon.com.br	juliana.uchoa@aes.com

Estimador de Estados Inteligente para Sistemas de Distribuição de Energia

Palavras-chave

Distribuição de Energia
Estimação de Estado
Fluxo de Potência
Mínimos Quadrados Ponderados
Previsão de Carga

Resumo

Este artigo apresenta uma metodologia de estimação de estados para aplicação em sistemas radiais de distribuição de energia. Esta metodologia explora a natureza radial do sistema utilizando o cálculo de fluxo de carga por varredura (*backward/forward sweep*) para estimar os fluxos de potências nos trechos, tensões nodais e demanda das cargas em cada barra, baseando-se nos valores medidos. A metodologia de estimação de estados aplicada é a dos Mínimos Quadrados Ponderados (*Weighted Least Square (WLS)*) e para permitir sua aplicação em sistemas de distribuição, algumas técnicas foram aplicadas, tais como a utilização das correntes nos trechos como variáveis de estado e a introdução de pseudomedidas obtidas dos dados de faturamento dos clientes, através de um processo estatístico.

1. Introdução

Este artigo apresenta uma ferramenta para estudos de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica, que utiliza a metodologia de estimação de estados, como resultado do projeto de P&D intitulado Desenvolvimento de sistema inteligente para estimação de estado de redes de distribuição a partir de dados de medição, código ANEEL 0396-002/2009, da concessionária de distribuição de energia AES Sul, que deu o suporte financeiro, em parceria com a empresa Daimon Engenharia e Sistemas, executora do projeto.

Com a atual realidade do setor de distribuição de energia face às privatizações, trazendo como consequência a competição, as concessionárias buscam otimizar seus investimentos, reduzir seus gastos, e por conseguinte, melhorar o atendimento dos consumidores. Para isso, iniciou-se o processo de instalação ou o planejamento da instalação de sistemas de supervisão, controle e aquisição de dados, a fim de automatizar os processos de operação das redes de distribuição e que auxiliem a fiscalização, o planejamento de melhorias e expansão da rede.

Essa informação é utilizada pelos sistemas de simulação que monitoram parâmetros como nível de tensão nas barras da rede de distribuição, carregamento de circuitos e transformadores, volume de perdas técnicas, entre outros. Contudo, tais sistemas são diretamente dependentes da confiabilidade das informações utilizadas.

Neste contexto, existem aspectos de difícil tratamento, podendo-se citar:

- Eventuais erros de cadastro;
- Eventuais erros em medidores de grandezas elétricas;
- Existência de consumidores clandestinos e o aspecto das perdas não técnicas daí decorrentes;
- O descompasso existente entre a efetivação de manobras permanentes na rede de distribuição e a atualização correspondente nos bancos de dados de cadastro;
- Dificuldade de caracterização da demanda dos pontos de carga (transformadores de distribuição e transformadores de consumidores primários), tanto em modelos tradicionais (estimativas estatísticas por meio da função kVAs que tende a majorar a demanda), ou por meio da utilização das curvas de cargas de consumidores (além do aspecto estatístico, a demanda de cada ponto da curva de carga é definida por valores médios observados durante um período de medição).

Portanto, os modelos de fluxo de potência utilizados podem ser aprimorados a partir de mecanismos apropriados de estimação de variáveis elétricas dos circuitos, sendo isto realizado através do estimador de estado.

A estimação de estado, de forma geral, é uma metodologia estatística que produz a melhor estimativa possível do estado real do sistema elétrico (ponto de operação), que é usualmente a tensão complexa nas barras do sistema, utilizando o conjunto de informações disponíveis. Além disso, o estimador de estado, através de um processo de filtragem, é capaz de processar medidas com erros, detectando suas presenças, identificando-as e eliminando seus efeitos no processo de estimação, desde que haja medidas redundantes em quantidade suficiente.

A metodologia de estimação de estados utilizada é a dos Mínimos Quadrados Ponderados (WLS), contudo, ao invés do uso das tensões nodais como variáveis de estado, a metodologia proposta utiliza as correntes dos ramos no sistema de média tensão, desacoplando a estimação de estado em três subproblemas, um para cada fase.

A estimação de estados trifásica também é necessária para a análise das fases do alimentados, pois os trechos são usualmente curtos, não transpostos e as cargas podem ser trifásicas ou monofásicas.

Entretanto, esta metodologia não é adequada para as redes de baixa tensão, considerando-se que podem não ter topologia radial e contém somente medições de tensão. Para tratar essas diferenças, a metodologia WLS tradicional é aplicada nas redes de baixa tensão, utilizando as tensões nodais como variáveis de estado. Assim, após a convergência do estimador na rede de média tensão, as tensões nos transformadores são utilizadas na estimação das redes de baixa tensão.

O produto gerado do projeto é um *software* que conta com uma interface gráfica bastante interessante para que o planejador de sistemas de distribuição possa realizar estudos de diferentes opções de maneira bastante simples e os resultados apresentam-se satisfatórios nos testes realizados.

2. Desenvolvimento

Devido suas propriedades estatísticas, o método WLS possibilita o cálculo da estimativa do estado dos sistemas de distribuição, mesmo que estes sistemas possuam um número limitado de medições. Este método também se destaca por ter baixo custo computacional, levando-se em consideração que a grande dimensão das redes de distribuição (grande número de trechos) eleva a ordem de grandeza do problema. A introdução do estimador de estados WLS pode ser encontrada em [1]. Na estimação de estados, o modelo que relaciona a medição e a variável de estados é:

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{v} \quad (1)$$

Onde \mathbf{z} denota o vetor de medições, $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ as equações que relacionam as medições e o vetor de variáveis de estado \mathbf{x} e \mathbf{v} é o vetor de erros. A solução do problema consiste basicamente em estimar o vetor de variáveis de estado, \mathbf{x} , de forma a minimizar a função objetivo, que se refere ao modelo de medição. Ou seja, minimiza-se a função objetivo representada por (2).

$$\min_{\mathbf{x}} J(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m w_i (z_i - h_i(\mathbf{x}))^2 = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{W} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \quad (2)$$

Onde w_i é o peso associados a cada medição z_i e o resultado de $\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})$ é chamado de vetor de resíduos. Então, a equação não linear é solucionada iterativamente pelo método de Newton, sendo atualizada a cada iteração (4).

$$[\mathbf{G}(\mathbf{x}^k)] \Delta \mathbf{x}^k = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^k) \mathbf{W} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^k)] \quad (3)$$

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k + \Delta \mathbf{x}^k \quad (4)$$

Em que $\mathbf{G}(\mathbf{x})$ é chamada matriz ganho, e usualmente calculada como:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}^k) = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}) \mathbf{W} \mathbf{H}(\mathbf{x}) \quad (5)$$

Onde \mathbf{W} representa a covariância de \mathbf{v} , assim $\mathbf{W}_{ii} = \sigma_i^2$ é a variância da i -ésima medição, assumindo-se que tenham distribuição de Gauss e média zero e \mathbf{H} representa a matriz Jacobiana de \mathbf{h} .

Metodologia para Rede MT

Devido às características já apontadas das redes de distribuição de energia, a estimação de estados na rede de

média tensão deve utilizar as técnicas descritas abaixo, que possibilitam sua utilização.

A. Fluxo de Carga

O cálculo de fluxo de carga é utilizado para determinar o valor das variáveis de estado do sistema em função do conjunto de medidas disponíveis. O mais utilizado por estimadores de estado em distribuição é o método de fluxo de carga por varredura [3] (do inglês *backward/forward sweep*), pois utiliza a natureza radial dos sistemas de distribuição. Nesses métodos de cálculo de fluxo de carga, a rede é representada por uma árvore orientada, onde a raiz corresponde à subestação, o tronco ao ramal principal e os ramos estão associados aos ramos secundários que partem do tronco. A varredura reversa (*backward*) consiste em, partindo-se dos nós extremos e usando um valor inicial das tensões nodais, calcular as correntes ou fluxos nas linhas até o nó raiz. A partir do resultado da injeção de corrente ou potência do nó raiz, e do valor conhecido da tensão nessa barra, procede-se a varredura direta (*forward*) a qual consiste em recalculando os valores de tensão das barras da rede até os nós extremos. Esse processo é repetido até que os valores de tensão entre duas iterações consecutivas não varia mais que um valor de tolerância pré-estabelecido. A estimação de estados é introduzida na varredura reversa, atualizando os valores de corrente em cada trecho.

B. Medições

Além das medições comumente utilizadas pelos métodos de estimação de estado como medições de fluxo ativo e reativo nas linhas, injeção de potência ativa e reativa, magnitude de corrente nas linhas e magnitude de tensão nas barras e, como a proposta deste trabalho não é a aplicação do estimador de estado em tempo real, é possível utilizar dados de faturamento dos clientes, associados às curvas típicas de carga, para determinar a curva de demanda dos clientes que será utilizada como pseudomedição no processo de estimação de estado.

As curvas típicas de carga são obtidas através de uma campanha de medições, onde são obtidas as curvas de demanda de uma amostra representativa de consumidores. Em seguida, procede-se a uma análise estatística para agrupar as curvas de carga similares (média e desvio padrão) dentro de tipos representativos por faixa de consumo ou por tipo de atividade, obtendo-se então as curvas típicas de carga. Representando cada categoria por mais de uma curva típica, conseguem-se curvas com desvios menores e que mapeiam os diferentes comportamentos e/ou características de carga dentro da categoria.

O método utilizado no processo de obtenção das curvas típicas de carga é chamado Método das Nuvens Dinâmicas [4] e é utilizado com o objetivo de identificar grupos de indivíduos (curvas de carga) com comportamentos semelhantes dentro de uma categoria de consumo. O Método das Nuvens Dinâmicas utiliza um método de análise de clusters muito conhecido e utilizado, o k-Médias que, basicamente consiste em rodar o k-Médias certo número de vezes. O objetivo desta repetição é reduzir a dependência que o k-Médias tem com relação ao sorteio inicial.

Assim, o método inicia definindo-se k núcleos com q indivíduos cada, cujo “centro de gravidade” será tomado como referência para o cálculo das distâncias dos indivíduos aos núcleos, obtendo-se uma partição e agrupando-se os indivíduos em torno desses núcleos. Após a classificação dos indivíduos, os núcleos são recalculados e o processo se repete até que os novos núcleos sofram uma variação em relação aos núcleos da iteração anterior menor que uma tolerância especificada. No início do processo, o sistema de núcleos é constituído por indivíduos sorteados aleatoriamente, e, após a convergência do processo, podem-se obter até k agrupamentos. Esse método identifica, dentro da população, os “grupos de indivíduos” mais semelhantes entre si.

É comum obter mais de uma curva para cada categoria de consumo. Assim, cada curva possui uma representatividade ou participação de mercado, que é obtida pelo percentual de energia total da categoria que a respectiva curva representa. Tomando-se as curvas de uma mesma categoria, a soma de suas participações

de mercado deve ser igual a 100%. Após a obtenção de um conjunto de curvas típicas de carga, pode-se associar a cada consumidor uma das curvas em função de seu consumo mensal (energia faturada) em kWh e/ou atividade desenvolvida. Então, determina-se a potência média mensal P em kW através de (6):

$$P = E/N_h \quad (6)$$

Onde N_h é o número de horas em um mês. Uma vez determinada a potência média em kW, basta multiplicá-la pela curva de carga típica, que está em pu, para obter a curva de carga em kW do consumidor, fornecendo assim a demanda instantânea em kW para cada ponto da curva média diária. Este processo deve ser repetido a cada consumidor. A partir da determinação de curvas de carga em cada consumidor, e em potências por fase, podem ser agregadas as curvas para a determinação de potências no transformador de distribuição. No caso de a curva de carga possuir apenas o valor da potência ativa, deve-se ainda estimar um fator de potência para o cálculo da potência reativa da carga, sendo este normalmente considerado constante ao longo do dia.

Conforme já mencionado, a estimação de estado pelo método WLS requer o valor de variâncias dos erros das grandezas medidas e pseudomedidas do conjunto de medição, para construção da matriz de covariância, R . Para isso, todas as diferentes fontes de erro existentes deveriam ser modeladas e assim, obtida a composição das correspondentes distribuições de probabilidade.

Dentre os diversos tipos de erros sistemáticos, há o erro sistemático instrumental, que resulta da calibração do instrumento de medição [6]. Esse erro é indicado pelo fabricante no painel do próprio instrumento ou no manual de utilização. Normalmente, o fabricante define um limite de erro para a escala do instrumento, o qual é conhecido como classe de exatidão. Assim sendo, a variância de uma medição, σ^2 , pode ser calculada por (7).

$$\sigma^2 = \left(\frac{acr}{200}\right)^2 \cdot (Valor_{med})^2 \quad (7)$$

Onde acr é a classe de exatidão da escala do instrumento de medição e $Valor_{med}$ o valor medido. Como as pseudomedidas são determinadas a partir de grandezas estimadas ou calculadas, ocorre a propagação de incertezas sobre estes valores. Desta maneira, através de aproximações de propagação destas incertezas, pode-se calcular a variância associada às pseudomedidas.

Assim, com a obtenção das pseudomedições, é possível calcular seus valores de variância: σ_p^2 , através dos desvios padrões das curvas típicas, σ_{ct} , de cada consumidor, aplicando a equação (8).

$$\sigma_p^2 = \sigma_{ct}^2 \cdot P^2 \quad (8)$$

Para se calcular o valor de variância nos transformadores de distribuição, utiliza-se a equação (9), para todos consumidores associados ao transformador.

$$\sigma_{p,Trafo}^2 = \sum_{i=1}^{n_{cons}} \sigma_{p_i}^2 \cdot P_i^2, \quad i = 1, 2, \dots, n_{cons} \quad (9)$$

C. Redução Topológica

Levando-se em consideração que as redes de distribuição têm frequentemente um número muito grande de barras, e assim conseqüentemente, um número muito grande de trechos, o problema de estimação de estados torna-se muito grande. Assim sendo, para reduzir o número de trechos da rede será utilizado o artifício de redução topológica. A redução topológica retira da rede as barras que só tem função de ligação entre trechos, e agrega a impedância dos trechos adjacentes. As barras que não são retiradas da rede são aquelas nas quais

há bifurcação de ramais, ou com cargas ou injeções de potência ou que haja mudança de cabos entre trecho subsequentes. Após o cálculo da estimação, é aplicada na rede uma interpolação entre as tensões das barras iniciais e finais de cada trecho simplificado, encontrando-se assim o valor das tensões da rede original e para equipamentos, as alterações necessárias nas tensões e correntes são aplicadas em cada tipo de equipamento.

D. Equacionamento das Funções de Medição

A metodologia de estimação para rede de média tensão utiliza as correntes dos trechos como variáveis de estado (10), desacoplando o problema em três subproblemas, uma para cada fase [2].

$$x_{l\varphi} = [I_{r,l\varphi}, I_{x,l\varphi}] \quad \varphi = 1,2,3 \quad (10)$$

Onde $I_{r|}$ e $I_{x|}$ representam, respectivamente, a parte real e imaginária da corrente no l -ésimo trecho de cada fase φ . Para simplificação da notação, o subscrito φ , que indica o índice das fases, será suprimido.

1. Medição de fluxo de potência em ramo: A medição de fluxo de potência por fase, de uma barra k a uma barra m , é representada por (11).

$$\begin{aligned} P_{km} &= V_{r,k} I_{r,km} + V_{x,k} I_{x,km} \\ Q_{km} &= -V_{r,k} I_{x,km} + V_{x,k} I_{r,km} \end{aligned} \quad (11)$$

Então, as equações de entrada da matriz Jacobiana são:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{km}}{\partial I_r} &= V_{r,k} & \frac{\partial Q_{km}}{\partial I_r} &= V_{x,k} \\ \frac{\partial P_{km}}{\partial I_x} &= V_{x,k} & \frac{\partial P_{km}}{\partial I_x} &= -V_{r,k} \end{aligned} \quad (12)$$

Caso a medição e as variáveis de estado estejam na mesma fase, caso contrário todas as outras derivadas parciais referentes a uma medição de fluxo de potência serão nulas.

1. Medição de injeção de potência: A medição de injeção de potência por fase, em uma barra k , é representada por (13).

$$\begin{aligned} P_k &= V_{r,k} \sum_{m \in \Omega_k} I_{r,km} + V_{x,k} \sum_{m \in \Omega_k} I_{x,km} \\ Q_k &= -V_{r,k} \sum_{m \in \Omega_k} I_{x,km} + V_{x,k} \sum_{m \in \Omega_k} I_{r,km} \end{aligned} \quad (13)$$

Onde $m \in \Omega_k$ são as barras conectadas a k . Então, as equações de entrada da matriz Jacobiana são:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_k}{\partial I_r} &= V_{r,k} & \frac{\partial Q_k}{\partial I_r} &= V_{x,k} \\ \frac{\partial P_k}{\partial I_x} &= V_{x,k} & \frac{\partial P_k}{\partial I_x} &= -V_{r,k} \end{aligned} \quad (14)$$

Caso a medição e as variáveis de estado estejam na mesma fase, caso contrário todas as outras derivadas parciais referentes a uma medição de injeção de potência serão nulas.

1. Medição de módulo de corrente: A medição de módulo de corrente por fase, de uma barra k a uma barra m , é representada por (15).

$$|\dot{i}_{km}| = \sqrt{I_{r,km}^2 + I_{x,km}^2} \quad (15)$$

Então, as equações de entrada da matriz Jacobiana são:

$$\begin{aligned} \frac{\partial |\dot{i}_{km}|}{\partial I_r} &= \cos(\alpha) \\ \frac{\partial |\dot{i}_{km}|}{\partial I_x} &= \text{sen}(\alpha) \end{aligned} \quad (16)$$

$$\alpha = \tan\left(\frac{I_{x,km}}{I_{r,km}}\right) \quad (17)$$

Caso a medição e as variáveis de estado estejam na mesma fase, caso contrário todas as outras derivadas parciais referentes a uma medição de módulo de corrente serão nulas.

1. Medição de módulo de tensão: A medição de módulo de tensão por fase, em uma barra k , é representada por (19), encontrada através de (18).

$$\dot{V}_k = \dot{V}_o - \sum_{l=1}^n \dot{Z}_l \dot{I}_l \quad (18)$$

Onde V_o é a tensão da subestação, Z_l é a matriz de impedância do trecho l , I_l é o vetor de corrente do trecho l e n é o número de trechos que interliga a barra k à barra o . Todavia, a impedância mutua entre as fases é muito pequena comparada à impedância própria das fases permitindo ignorar o acoplamento entre as fases no caso das medições de módulo de tensão.

Assim, a relação entre a medição de módulo de tensão e as variáveis de estado é:

$$|\dot{V}_k| = \sqrt{\Re^2 + \Im^2} \quad (19)$$

Então, as equações de entrada da matriz Jacobiana são:

$$\begin{aligned} \Re &= \dot{V}_{r,o} - \sum_{l=1}^n \dot{I}_{r,l} \dot{Z}_{r,l} - \dot{I}_{x,l} \dot{Z}_{x,l} \\ \Im &= \dot{V}_{x,o} - \sum_{l=1}^n \dot{I}_{r,l} \dot{Z}_{x,l} - \dot{I}_{x,l} \dot{Z}_{r,l} \end{aligned} \quad (20)$$

$$\alpha = \tan^{-1}\left(\frac{\Im}{\Re}\right) \quad (22)$$

Caso a medição e as variáveis de estado estejam na mesma fase, caso contrário todas as outras derivadas parciais referentes a uma medição de módulo de tensão serão nulas.

E. Atualização das Demandas das Carga

Devido ao elevado número de pseudomedições utilizadas na estimação de estado de redes de distribuição, é necessária a atualização dos valores de demanda, pois, devido às incertezas associadas às demandas das cargas, os erros associados a elas são bem maiores do que os dos valores medidos.

Assim, para satisfazer as restrições das medições, as demandas das cargas devem ser modificadas [7]. Para cada zona de medição, tomando-se como exemplo a zona K exemplificada na figura 6, a atualização do conjunto de pseudomedições pertencentes à ela é realizada pela minimização da seguinte equação.

$$\begin{aligned} \min J(r_p, r_Q) &= \sum_{j=1}^{n_p} w_{p_j} r_{p_j}^2 + w_{Q_j} r_{Q_j}^2, \quad n_p \in K \\ \text{s. a. } P'_K - \sum_{j=1}^{n_p} (P_j + r_{p_j}) - P_{loss}(r_p, r_Q) &= 0 \\ Q'_K - \sum_{j=1}^{n_p} (Q_j + r_{Q_j}) - Q_{loss}(r_p, r_Q) &= 0 \end{aligned} \quad (23)$$

Onde P_K e Q_K são os valores modificados das medições na zona K , r_p e r_Q representam o vetor de resíduos das pseudomedidas, $P_{loss}(r_p, r_Q)$ e $Q_{loss}(r_p, r_Q)$ representam as perdas no sistema (nos trechos da zona K) causadas pelos resíduos das pseudomedidas, w_p e w_Q são os pesos das pseudomedidas e n_p é o conjunto de pseudomedições pertencentes à zona K . Como os pesos são valores positivos, e ignorando a parte diferencial de r_p e r_Q de $P_{loss}(r_p, r_Q)$ e $Q_{loss}(r_p, r_Q)$, obtemos a atualização das pseudomedidas de injeção de potência através da equação (24), pela Desigualdade de Cauchy.

$$\begin{aligned} \hat{r}_{p_i} &= \frac{P'_K - \sum_{j=1}^{n_p} P_j - P_{loss}}{\left(\sum_{j=1}^{n_p} \frac{1}{w_{p_j}}\right) \cdot w_{p_i}} \\ \hat{r}_{Q_i} &= \frac{Q'_K - \sum_{j=1}^{n_p} Q_j - Q_{loss}}{\left(\sum_{j=1}^{n_p} \frac{1}{w_{Q_j}}\right) \cdot w_{Q_i}} \end{aligned} \quad (24)$$

Com a solução da equação (24), as pseudomedidas são atualizadas, na iteração $k+1$, por:

$$\begin{aligned} P_i^{(k+1)} &= P_i^{(k)} + \hat{r}_{p_i}^{(k)} \\ Q_i^{(k+1)} &= Q_i^{(k)} + \hat{r}_{Q_i}^{(k)} \end{aligned} \quad i = 1, 2, \dots, n_p \in K, \quad (25)$$

Para medições de módulo de corrente, a atualização das demandas das cargas é feita da mesma forma, somente sendo modificados os valores dos pesos associados às medidas através da propagação das incertezas, representado pela equação (26).

$$\begin{aligned} w_p &= w_{I_{med}} [V_r^2 (\cos \varphi)^2 + V_x^2 (\sin \varphi)^2] \\ w_Q &= w_{I_{med}} [V_r^2 (\sin \varphi)^2 + V_x^2 (\cos \varphi)^2] \end{aligned} \quad (26)$$

Metodologia para Rede BT

Devido às diferenças entre as redes de média e baixa tensão, será aplicado, então, o método de estimação de estado com modelagem trifásica e que utiliza como variáveis de estado (27) a tensão complexa nas barras do sistema [1].

$$x_{i\varphi} = [\theta_{i\varphi}, V_{i\varphi}] \quad \varphi = a, b, c \quad (27)$$

Onde $\theta_{i\varphi}$ e $V_{i\varphi}$ representam, respectivamente, o ângulo e a magnitude da tensão da i -ésima barra de cada fase φ .

A. Equacionamento das Funções de Medição

1. Medição de módulo de tensão: A medição de módulo de tensão por fase, em uma barra k , é representada por (28).

$$V_i^{esp} = V_i + e_i \quad (28)$$

Em que, o valor do módulo de tensão medido, V_i^{esp} , na barra i é igual ao da tensão real somada a um erro e .

Então, a equação de entrada da matriz Jacobiana é:

$$\frac{\partial V_i^{esp}}{\partial V_i} = 1 \quad (29)$$

As demais derivadas associadas a essa medida de tensão são nulas.

1. Medição de injeção de potência: É assumida como medição de injeção de potência a demanda estimada dos consumidores através dos dados históricos e de curvas típicas. A potência injetada na fase p da barra i pode ser calculada conforme equações (30).

$$\begin{aligned} P_i^p &= V_i^p \sum_{k=1}^n \sum_{m=1}^3 V_k^m [G_{ik}^{pm} \cos \theta_{ik}^{pm} \\ &\quad + B_{ik}^{pm} \sin \theta_{ik}^{pm}], \\ Q_i^p &= V_i^p \sum_{k=1}^n \sum_{m=1}^3 V_k^m [G_{ik}^{pm} \sin \theta_{ik}^{pm} \\ &\quad - B_{ik}^{pm} \cos \theta_{ik}^{pm}] \end{aligned} \quad (30)$$

Onde n é o número de barras da rede, V_k^m é o módulo da tensão da fase m da barra k , G_{ik}^{pm} é a condutância entre as fases p e m do ramo alocado entre as barras i e k , θ_{ik}^{pm} é a diferença entre o ângulo da fase p da barra i e o ângulo da fase m da barra k , B_{ik}^{pm} é a susceptância entre as fases p e m do ramo alocado entre as barras i e k . Os parâmetros G_{ik}^{pm} e B_{ik}^{pm} são não nulos sempre que houver conexão física entre a barra i e às linhas que sofrem os efeitos de acoplamento mútuos com outras linhas.

Então, as equações de entrada da matriz Jacobiana são:

- a. Quando a medição e a variável de estado estão em fases diferentes, $m \neq p$, e/ou em barras diferentes, $i \neq k$.

$$\begin{aligned}\frac{\partial P_i^p}{\partial \theta_k^m} &= V_i^p V_k^m [G_{ik}^{pm} \text{sen } \theta_{ik}^{pm} - B_{ik}^{pm} \text{cos } \theta_{ik}^{pm}], \\ \frac{\partial P_i^p}{\partial V_k^m} &= V_i^p [G_{ik}^{pm} \text{cos } \theta_{ik}^{pm} + B_{ik}^{pm} \text{sen } \theta_{ik}^{pm}]\end{aligned}\quad (31)$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial Q_i^p}{\partial \theta_k^m} &= -V_i^p V_k^m [G_{ik}^{pm} \text{cos } \theta_{ik}^{pm} + B_{ik}^{pm} \text{sen } \theta_{ik}^{pm}] \\ \frac{\partial Q_i^p}{\partial V_k^m} &= V_i^p [G_{ik}^{pm} \text{sen } \theta_{ik}^{pm} - B_{ik}^{pm} \text{cos } \theta_{ik}^{pm}]\end{aligned}\quad (32)$$

Quando a medição e a variável de estado estão nas mesmas fases, $m = p$, e nas mesmas barras, $i = k$.

$$\begin{aligned}\frac{\partial P_i^p}{\partial \theta_k^m} &= -B_{ii}^{pp} (V_i^p)^2 \\ &\quad - V_i^p \sum_{K=1}^n \sum_{m=1}^3 V_k^m [G_{ik}^{pm} \text{sen } \theta_{ik}^{pm} \\ &\quad - B_{ik}^{pm} \text{cos } \theta_{ik}^{pm}], \\ \frac{\partial P_i^p}{\partial V_k^m} &= \frac{[(V_i^p)^2 G_{ii}^{pp} + P_i^p]}{V_i^p}\end{aligned}\quad (33)$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial Q_i^p}{\partial \theta_k^m} &= -G_{ii}^{pp} (V_i^p)^2 + P_i^p, \\ \frac{\partial Q_i^p}{\partial V_k^m} &= \frac{-[(V_i^p)^2 B_{ii}^{pp} + Q_i^p]}{V_i^p}\end{aligned}\quad (34)$$

Metodologia Completa

Devido às características encontradas nas redes MT e redes BT, verificou-se a necessidade de desenvolver um algoritmo de estimação de estado específico para cada um dos casos. Portanto, o processo de estimação de estado completo nas redes de distribuição, possuirá duas etapas. Inicialmente estima-se o estado da rede MT, onde a carga BT será agrupada nos transformadores de distribuição através do cálculo de fluxo de carga previamente realizado. Posteriormente realiza-se o processo de estimação separadamente para a rede BT.

Devido à nova formulação, tomando como variável de estado a corrente nos ramos da rede de distribuição, a matriz ganho G é independente dos parâmetros de impedância nos trechos da rede (exceto no caso das medições de tensão). Ou seja, esta nova modelagem eliminou os problemas encontrados nos métodos de estimação de estado tradicionais relacionados aos parâmetros da rede, como por exemplo, o mau condicionamento da matriz ganho.

Resultados

Como resultado do projeto de P&D, foi desenvolvido um software aplicativo no qual o usuário realiza os estudos de estimação de estados visualmente. A avaliação da metodologia proposta foi realizada com as simulações de vários alimentadores da subestação de Venâncio Aires 1 da concessionária AES Sul. A título de exemplo, apresenta-se a seguir os resultados obtidos no alimentador 3 desta subestação. O alimentador 3 é desbalanceado contendo uma medição de corrente na saída do alimentador, sete medições de fluxo de potência e duas medições de clientes de média tensão. A figura 1 apresenta, para a medição de corrente por fase na saída do alimentador na hora de ponta, os valores de desvio absoluto em ampère



Figura 1. Desvio absoluto da medição de corrente.

A figura 2 apresenta, para cada medição de fluxo de potência (medições 2, 3, 4, 5, 6 e 7) e injeção de potência trifásica (medições 8, 9 e 10) na hora de ponta por fase, os valores de desvio absoluto em kW e KVAr .

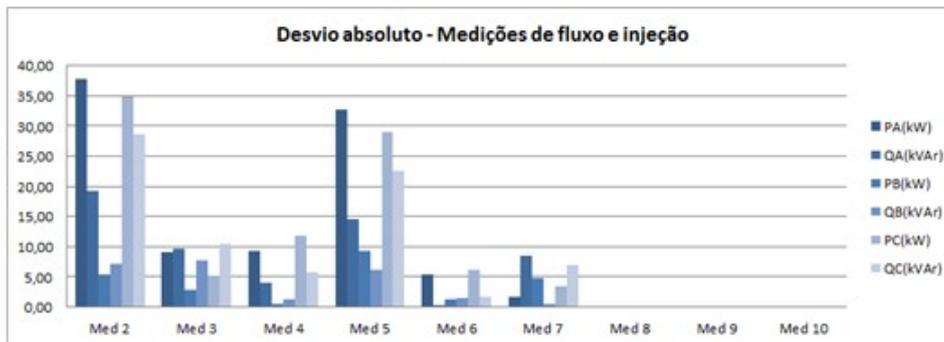


Figura 2. Desvio absoluto das medições fluxo e injeção de potência.

Analisando-se os resultados, é possível identificar que os medidores 2 e 5 apontam em suas zonas de medição uma grande discrepância, devido aos seus maiores desvios relativos. Esta discrepância é causada pela influência das pseudomedições (histórico de consumo estratificado em curva típica), que atraem a convergência da metodologia. Isto significando que, há grande possibilidade destas regiões serem detentoras de perdas não técnicas e, assim, esforços devem ser direcionados às mesmas para a identificação das possíveis causas. Inicialmente, um maior número de medidores deve ser alocado em cada região, e aplicando-se novamente o cálculo proposto, será possível a identificação dos possíveis ramos causadores das perdas não técnicas neste alimentador. Assim sendo, a metodologia proposta apresenta resultados satisfatórios após uma análise criteriosa dos mesmos.

3. Conclusões

Neste artigo foram abordados os principais tópicos influentes no que tange a estimação de estados em sistemas de distribuição de energia e sua aplicação no desenvolvimento de um *software* que auxilia a concessionária de distribuição de energia na análise, estudos e planejamento de redes.

Os benefícios da metodologia proposta são a eficiência computacional na utilização das correntes dos trechos como variáveis de estado e a utilização dos dados de faturamento dos clientes, associados às curvas típicas de carga, como pseudomedição permitindo o uso do método WLS.

Outra aplicação da metodologia proposta é seu auxílio na identificação das regiões de fornecimento das concessionárias de distribuição que possam conter perdas não técnicas, de modo a orientar as ações, otimizando os recursos para sua redução, pois, face à dificuldade e ao custo para fiscalizar anualmente toda a

área de concessão, faz-se necessário um diagnóstico para avaliar em quais grupos de clientes e regiões encontram-se este tipo de perda, que pode ser realizada com os resultados obtidos na estimação de estado.

Conforme se demonstrou, o modelo proposto apresentou bons resultados na estimação de estado de alimentadores radiais. Porém, o assunto não se esgota aqui, por conseguinte, seguem algumas sugestões para trabalhos futuros, tais como a introdução da modelagem de geração distribuída, o tratamento de redes de média tensão fracamente malhadas e a utilização de metodologias heurísticas de estimação de estado.

4. Referências bibliográficas

1. F. C. Schweppe and J. Wildes, 1970, "Power system static-state estimation, pt. I: exact model", in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. pas-89,120-125.
 2. M. E. Baran and A. W. Kelley, 1995, "A branch-current-based state estimation method for distribution systems", in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, 483-491.
 3. D.H.M.W. Thukaram, J. Jerome Banda, 1999, "A robust three phase power flow algorithm for radial distribution systems", in *Electrical Power Systems Res*, 50, vol. 3, 227–236.
 4. A. Méffe, "Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição – Modelos Adequáveis às Características do Sistema e à Disponibilidade de Informações," Tese de Doutorado, Escola Politécnica de Engenharia, Universidade de São Paulo, Brazil, 2007.
 5. A. Papoulis, "Probability, Random Variables and Stochastic Processes". 4th ed., New York : McGraw-Hill, 1969.
-