

ESTIMADOR DE DEMANDA TRIFÁSICO EM TEMPO REAL PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

JULIO A. D. MASSIGNAN, CAMILA A. FANTIN, JOÃO B. A. LONDON JR

Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo

Av. Trabalhador São Carlense, 400 – Pq. Arnold Schmidt – São Carlos/SP

E-mails: julio.massignan@usp.br, camilafantin@usp.br, jbalj@sc.usp.br

MARCOS H. M. CAMILLO

COPEL Distribuição S/A

Rua Chile, 10 – Vila Brasil – Londrina/PR

E-mails: marcos.camillo@copel.com

Abstract— This paper proposes a Real Time Three-Phase Load Estimator for radial, unbalanced and asymmetric distribution feeders. The proposed three-phase load estimator is based on off-line information (customers' consumption and typical load curves); a computationally efficient three-phase load-flow algorithm, which uses a data structure named Node-Depth Encoding; and the few available real-time measurements. Using only off-line information, the proposed three-phase load estimator enables the off-line estimation of the loads of distribution transformers (aggregated load curves) and provides a measure of uncertainty of the estimation. It also refines the off-line estimates by processing the available real-time measurements via a computationally efficient three-phase load flow algorithm. The load estimates can then be used for several distribution feeder automated applications, as: service restoration, distribution contingency analysis and demand response. Several simulation results (with IEEE distribution test feeders) have demonstrated the efficiency of the proposed three-phase load estimator.

Keywords— Distribution Systems, Load Estimation, Load Allocation, State Estimation, Real Time Operation.

Resumo— Este trabalho propõe um Estimador de Demandas Trifásicas em Tempo Real para alimentadores de distribuição radiais, desbalanceados e assimétricos. O estimador de demandas trifásicas proposto é baseado em: informações off-line (consumo mensal dos consumidores e curvas de carga típicas); um algoritmo computacionalmente eficiente para cálculo de fluxo de potência baseado na estrutura de dados denominada Representação Nó-Profundidade; e nas poucas medidas disponíveis em tempo real. Considerando somente as informações off-line, o estimador de demandas trifásicas proposto permite a estimação das demandas dos transformadores de distribuição (curvas de carga agregadas) com uma medida da incerteza da estimativa. Além disso, processando as medidas disponíveis em tempo real, via um algoritmo eficiente para cálculo de fluxo de potência, o estimador proposto permite o refinamento das estimativas off-line. As estimativas de demanda podem então ser utilizadas por diversas aplicações automatizadas nos alimentadores de distribuição, como: restabelecimento de energia, análise de contingências e resposta pela demanda. Diversos resultados de simulações (utilizando os alimentadores teste do IEEE) demonstram a eficiência do estimador de demandas trifásicas proposto.

Palavras-chave— Sistemas de Distribuição, Estimação de Demanda, Alocação de Demanda, Estimação de Estado, Operação em Tempo Real.

1 Introdução

O monitoramento em tempo real é crucial para diversas aplicações automatizadas em Sistemas de Distribuição (SDs), como: avaliação da condição operacional dos alimentadores; análise de contingências; restabelecimento de energia; controle e otimização de tensão e VAr (Zidan et al., 2016). Porém somente pequenas partes dos alimentadores são monitoradas através de medidas disponíveis em tempo real nos SDs. Assim, tradicionalmente a condição operacional dos alimentadores é determinada examinando perfis de carga. Como esses perfis são aproximações estatísticas da demanda dos consumidores, a qualidade do monitoramento em tempo real em geral é sobre-estimada (Lefebvre et al., 2014).

Para possibilitar a determinação mais confiável da condição operacional em tempo real de alimentadores de SDs, esses sistemas vêm sendo equipados com sistemas SCADA. Além disso, recentes esforços para incorporar conceitos de redes inteligentes, como infraestruturas de medição avançadas baseadas em

medidores inteligentes, estão disponibilizando novos dados em tempo real para os centros de controle e operação dos SDs (Baran, 2012). Estes esforços de aumentar o número de medidas disponíveis, em tempo real, nos alimentadores de distribuição têm motivado o desenvolvimento de Estimadores de Estado para Sistemas de Distribuição (EESDs), que tem como objetivo determinar estimativas precisas das demandas dos SDs.

Em Ghosh et al. (1997) é apresentado um procedimento de modelagem de cargas baseado no cálculo de fluxo de potência probabilístico, curvas de demanda típicas e nas poucas medidas disponíveis nos SDs. O uso do EESD trifásico, baseado no método dos mínimos quadrados ponderados, proposto em Baran & Kelley (1994) e Baran & Mcdermott (2009) apresenta melhorias nas estimativas de demanda ao incorporar as medidas em tempo real. Em Džafić et al. (2013) é desenvolvido um Estimador de Demanda em Tempo Real também baseado no método dos mínimos quadrados ponderados. Este estimador calcula valores de ajuste para as demandas inicialmente estimadas a partir de informações off-line.

Outros trabalhos como Bernieri et al. (1996) e Manitsas et al. (2012) fazem uso de redes neurais artificiais para o processo de estimação de demanda em SDs. Além destes trabalhos, em Rousseaux (2015) a formulação do estimador de estado convencional é estendida para incorporar as demandas dos alimentadores como variáveis de estado.

Entretanto, apesar de todos estes esforços, em função dos altos custos das infraestruturas de medição e de comunicação, em um curto período de tempo os SDs não serão equipados com um sistema de medição em tempo real suficiente para possibilitar requisitos de observabilidade para EESD. Face ao exposto, o problema continua sendo o de determinar estimativas das demandas dos SDs, da maneira mais precisa possível, a partir de um número limitado de medições disponíveis em tempo real (Lefebvre et al. 2014; Baran 2012).

Este trabalho propõe um **Estimador de Demandas Trifásicas em Tempo Real (EDTTR)** baseado em três estágios que são executados iterativamente: **(1) Estimação de Demandas Off-line** – este estágio consiste em estimar as demandas dos transformadores de distribuição dos alimentadores a partir dos perfis de carga e de informações de consumo de energia dos consumidores; **(2) Fluxo de potência via RNP em Tempo Real** – cálculo de fluxo de potência em tempo real através de um algoritmo de varredura direta/inversa computacionalmente eficiente baseado na estrutura de dados chamada Representação Nó-Profundidade (RNP); **(3) Refinamento em Tempo Real das Estimativas** – neste estágio os valores medidos disponíveis no SD são comparados com os valores calculados no Estágio (2), e realiza-se um refinamento das estimativas de demandas.

Dentre as contribuições do presente trabalho, a principal é a extensão para sistemas trifásicos desbalanceados e assimétricos do estimador de demanda proposto em Massignan et al. (2015) e análises de diferentes aspectos da metodologia proposta.

2 Estimador de Demandas Trifásicas em Tempo Real

O EDTTR proposto compreende três estágios: Estágio 1: Estimação de demandas *off-line*; Estágio 2: Fluxo de Potência via RNP; e Estágio 3: Refinamento das Estimativas *off-line*. O Estágio 1 é realizado de maneira *off-line* considerando informações disponíveis nas bases de dados das distribuidoras de energia. Os Estágios 2 e 3 são realizados em conjunto em tempo real conforme a aquisição das medidas pelo sistema SCADA.

2.1 Estágio 1: Estimação de Demandas Off-line

Neste estágio as demandas do SD são alocadas como injeções de potência ativa e reativa nas barras com transformadores de distribuição, e são determinadas a partir do processo de agregação de cargas (Jardini et al., 2000). O processo de agregação de

cargas é a soma estatística dos perfis de consumo em p.u., caracterizados por um valor médio e desvio padrão, usando curvas de carga típicas por tipo de consumidor. Os valores dos perfis de consumo em p.u. são transformados em kW usando uma base de potência para cada consumidor (P_{base_cons}), definida a partir do consumo mensal de energia de cada consumidor (kWh_{cons}), conforme indicado na equação (1):

$$P_{base_cons} = \frac{1}{24} \int p(t) dt = \frac{kWh_{cons}}{24 \times 30} \quad (1)$$

A curva agregada de cada transformador j é a soma estatística dos perfis de consumo de todos os consumidores conectados a seu circuito secundário, usando as equações (2) e (3). O processo de agregação de cargas é realizado separadamente por fase “ ϕ ”, ou seja, para a fase “a” são agregadas as cargas dos consumidores conectados a esta fase, e de maneira análoga, para as fases “b” e “c”. Assim, cada uma das fases é relacionada com uma estimativa off-line individual de demanda.

$$m_j^\phi = \sum_{cons \in j} m_{class_cons} P_{base_cons} \quad (2)$$

$$\sigma_j^\phi = \sqrt{\sum_{cons \in j} (\sigma_{class_cons} P_{base_cons})^2} \quad (3)$$

onde m_j^ϕ e σ_j^ϕ são, respectivamente, o valor esperado da demanda de potência ativa agregada e seu desvio padrão na barra j , fase ϕ ; e, m_{class_cons} e σ_{class_cons} são, respectivamente, o valor esperado da potência ativa e seu desvio padrão da curva de carga dos consumidores alimentados pelo transformador da barra j .

A equação (2) fornece a estimativa *off-line* da carga de potência ativa (injeção de potência ativa) na barra j . A estimativa da injeção de potência reativa na barra j pode ser calculada de maneira similar, caso informação análoga esteja disponível, ou utilizando um fator de potência típico para cada transformador de distribuição. Neste trabalho é utilizado um fator de potência igual a 0,92, visto que não é comum as distribuidoras de energia possuírem perfis típicos de consumo de reativos.

A Fig. 1 ilustra o Estágio 1 do EDTTR proposto para um transformador j qualquer.

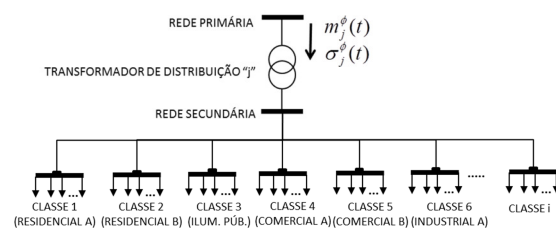


Figura 1. Estimação de Demandas Off-line no transformador j

As estimativas off-line obtidas neste estágio podem ser utilizadas como pseudo-medidas em EESD. Os próximos dois estágios refinam estas estimativas incluindo as informações provenientes das medidas disponíveis em tempo real.

2.2 Estágio 2: Fluxo de Potência Trifásico via RNP em Tempo Real

O cálculo de fluxo de potência trifásico é realizado para comparar os valores de demanda inicialmente

estimados no estágio 1 com os valores medidos em tempo real.

Basicamente o cálculo de fluxo de potência consiste em duas varreduras que são processadas iterativamente através da topologia do SD: (1) *Varredura Inversa*: considerando os valores de demandas estimados no Estágio 1 (injeções de potência ativa e reativa nas barras com transformadores de distribuição), o fluxo de potência (ou corrente) para todos os ramos nos alimentadores (representado como uma árvore de grafo) são calculados através de uma varredura que inicia nas últimas barras de cada alimentador (n  folha) e termina nas subestações (nós raízes); e (2) *Varredura Direta*: calcula as tensões complexas para todas as barras da rede elétrica através de uma varredura que inicia nas subestações e termina nas últimas barras dos alimentadores. A topologia do SD é determinada em tempo real conforme as informações dos estados das chaves e disjuntores dos alimentadores provenientes do sistema SCADA.

A Fig. 2 ilustra o tipo de conexão e três modelagens de carga dependentes de tensão (potência constante, corrente constante e impedância constante) utilizadas para o cálculo de fluxo de potência. As injeções de correntes das cargas são calculadas a partir da equação (4).

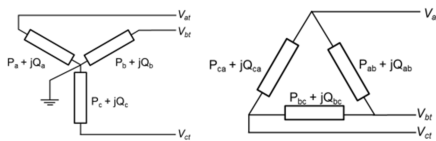


Figura 2: Modelos de cargas trifásicas e conex es

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{P_a + jQ_a}{\tilde{V}_a} \big| \tilde{V}_a \big|^{ZIP} \\ \frac{P_b + jQ_b}{\tilde{V}_b} \big| \tilde{V}_b \big|^{ZIP} \\ \frac{P_c + jQ_c}{\tilde{V}_c} \big| \tilde{V}_c \big|^{ZIP} \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} i_{ab} \\ i_{bc} \\ i_{ca} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{P_{ab} + jQ_{ab}}{\tilde{V}_{ab}} \big| \tilde{V}_{ab} \big|^{ZIP} \\ \frac{P_{bc} + jQ_{bc}}{\tilde{V}_{bc}} \big| \tilde{V}_{bc} \big|^{ZIP} \\ \frac{P_{ca} + jQ_{ca}}{\tilde{V}_{ca}} \big| \tilde{V}_{ca} \big|^{ZIP} \end{bmatrix} \quad (4)$$

onde, P_a , P_b , P_c e Q_a , Q_b , Q_c representam as demandas ativa e reativa trifásicas para a conexão em estrela; P_{ab} , P_{bc} , P_{ca} e Q_{ab} , Q_{bc} , Q_{ca} representam as demandas ativa e reativa trifásicas para a conexão em delta; e ZIP representa o modelo dependente de tensão (0 = potência constante, 1 = corrente constante e 2 = impedância constante).

Detalhes sobre o cálculo de fluxo de potência trifásico com reguladores de tensão, transformadores, bancos de capacitores, e outros equipamentos e modelos podem ser encontrados em Cheng & Shirmohammadi (1995) e Xiao et al. (2006). Para obter eficiência computacional, o cálculo de fluxo de potência é realizado utilizando a representação em grafos do alimentador chamada RNP (Santos et al., 2008). Como demonstrado em Santos et al. (2008), a RNP melhora a eficiência computacional do algoritmo de fluxo de potência por varredura direta/inversa.

2.3 Estágio 3: Refinamento em Tempo Real das Estimativas

O Estágio 3 é realizado em conjunto com o Estágio 2, em tempo real, de forma a refinar as estimati-

vas de demanda conforme as medidas em tempo real através da comparação entre os valores medidos em tempo real e calculados pelo fluxo de potência.

Para comparar o valor das medidas em tempo real disponíveis com os valores de fluxo de potência (ou corrente) calculados no Estágio 2, o SD é dividido em sub redes chamadas áreas de Medicação (AMs). Uma AM é definida como uma sub rede conexa que não possui medicação em tempo real alguma em seus ramos e cujas conexões às demais sub redes são definidas por ramos que possuem medidas em tempo real (D zafic et al., 2013). A Fig. 3 ilustra um SD dividido em 6 AMs. Ressalta-se que existem basicamente dois tipos de barras dentro de uma AM: barras correspondentes aos transformadores de distribuição, cujas demandas (injeções de potência ativa e reativa) foram estimadas no Estágio 1; e barras sem cargas que são tratadas como "medidas virtuais" com injeção nula de potência ativa e reativa. Vale ressaltar que o conceito de AMs é proposto para redes radiais de distribuição não tendo sido considerada uma extensão deste conceito para redes malhadas.

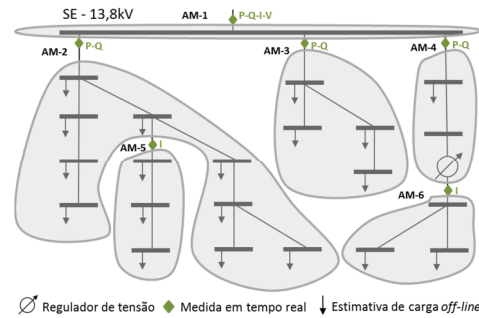


Figura 3.  reas de medicação definidas pelos ramos que possuem medidas em tempo real

De modo geral, a ideia básica do Estágio 3 é ajustar os valores estimados no Estágio 1, conforme as medidas em tempo real de fluxo de potência (ou corrente) na fronteira de cada AM. Portanto, depois de dividir o SD em AMs,   necessário calcular as diferenças entre as medidas em tempo real nas fronteiras das AMs, com os fluxos de potência (ou corrente) calculados no Estágio 2. É importante ressaltar que as diferenças de potência ativa e reativa (ΔP_{AM}^ϕ , ΔQ_{AM}^ϕ) são calculadas separadamente para cada fase " ϕ " de cada AM, subtraindo os valores de AMs a jusante, como mostrado nas equações (5) e (6):

$$\Delta P_{AMi}^\phi = (P_{med.mont}^\phi - \sum P_{med.jus}^\phi) - (P_{calc.mont}^\phi - \sum P_{calc.jus}^\phi) \quad (5)$$

$$\Delta Q_{AMi}^\phi = (Q_{med.mont}^\phi - \sum Q_{med.jus}^\phi) - (Q_{calc.mont}^\phi - \sum Q_{calc.jus}^\phi) \quad (6)$$

onde, $P_{med.mont}^\phi$ ($Q_{med.mont}^\phi$) e $P_{med.jus}^\phi$ ($Q_{med.jus}^\phi$) representam o fluxo de potência ativa (reativa) medido em tempo real nos ramos das fronteiras a montante e a jusante da AM i , respectivamente; e $P_{calc.mont}^\phi$ ($Q_{calc.mont}^\phi$) e $P_{calc.jus}^\phi$ ($Q_{calc.jus}^\phi$) representam o fluxo de potência ativa (reativa) calculado no estágio 2 nos ramos de fronteira a montante e a jusante da AM i , respectivamente.

Quando existem medidas de corrente, ao invés de medidas de fluxo de potência nos ramos a montante e/ou a jusante da AM, para calcular a diferença de

potência, usando as equações (5) e (6), é necessário convertê-las em medidas equivalentes de fluxo de potência, usando a equação (7).

$$P_{AMi_corrente}^{\phi} + jQ_{AMi_corrente}^{\phi} = V_{AMi}^{\phi} \cdot I_{AMi_med}^{\phi} \cdot e^{-j\phi_{AMi}^{\phi}} \quad (7)$$

onde $P_{AMi_corrente}^{\phi}$ ($Q_{AMi_corrente}^{\phi}$) é a medida equivalente de fluxo de potência ativa (reativa) para a medida de magnitude de corrente (I_{AMi}^{ϕ}) no ramo a montante (ou a jusante) da AM i ; e V_{AMi}^{ϕ} e ϕ_{AMi}^{ϕ} são, respectivamente, a magnitude de tensão da barra mais próxima da medida de corrente e a diferença angular entre o fasor de tensão e o fasor de corrente do ramo a montante (ou a jusante) da AM i , ambos calculados pelo algoritmo de fluxo de potência executado no estágio 2. A Fig. 4 apresenta um exemplo deste caso ilustrando a medida equivalente de fluxo de potência para as medidas de magnitude de corrente.

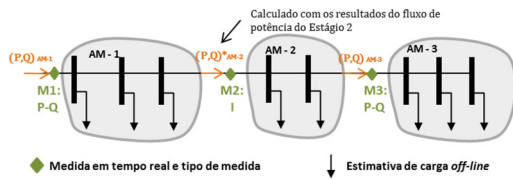


Figura 4. Medidas de fluxo de potência e corrente nos ramos a montante e a jusante de uma AM

Se as diferenças de potência de cada AM, definidas pelas equações (5) e (6), forem menores que duas vezes o desvio padrão da correspondente medida (dado pela precisão do medidor), o EDTTR é considerado como “convergiu” e retorna as demandas estimadas. Caso contrário, os valores estimados no Estágio 1 são ajustados baseando-se nestas diferenças de potência (medido e calculado), e o processo se repete retornando no Estágio 2.

Para ajustar as demandas estimadas no Estágio 1, as diferenças de potência de uma AM são distribuídas entre as suas cargas, de acordo com os valores das cargas agregadas, conforme a equação (8):

$$m_{j_ajustado}^{\phi} = m_j^{\phi} + \Delta P_{AMi}^{\phi} \cdot \frac{m_j^{\phi}}{\sum_{i \in AM} m_i^{\phi}} \quad (8)$$

onde m_j^{ϕ} é a estimativa off-line de demanda ativa na barra j , obtida pela equação (2), e $m_{j_ajustado}^{\phi}$ é seu valor ajustado. A diferença de demanda reativa também é distribuída através da equação (8), mas neste caso considerando a estimativa off-line de demanda reativa na barra j .

Barras sem cargas são tratadas como medidas virtuais de injeção nula de potência ativa e reativa e não são ajustadas pelo algoritmo.

Após o ajuste das demandas, os Estágios 2 e 3 são executados iterativamente, até que seja alcançada a convergência do EDTTR proposto, isto é, até que as diferenças de potência definidas pelas equações (5) e (6) forem menores que duas vezes o desvio padrão da correspondente medida da AM (equação (9)). Observa-se que após a primeira iteração do EDTTR proposto, o Estágio 3 refina os valores de cargas ajustados na iteração anterior.

$$|z_{med} - z_{calc}| \leq 2 \cdot \sigma_{med} \quad (9)$$

onde, z_{med} é o valor medido obtido pelo sistema SCADA; z_{calc} é o respectivo valor calculado pelo Estágio 2; e σ_{med} é o desvio padrão da medida obtido através da equação (10) (Singh et al. 2009):

$$\sigma_{med} = \frac{pr(\%) \cdot z_{med}}{3} \quad (10)$$

onde $pr(\%)$ corresponde à precisão do medido. A equação (9) representa um critério de parada para o EDTTR baseado no intervalo de confiança de 98% dado à medida ($2 \cdot \sigma_{med}$), assumindo que o erro da medida segue distribuição normal $N(0, \sigma_{med}^2)$.

3 Resultados de Simulações

O alimentador de teste IEEE34 (IEEE 2016) foi utilizado para avaliar o desempenho do EDTTR proposto. Os dados de carga foram modificados para representar o horizonte de um dia de simulação, considerando 428 consumidores separados em residencial, comercial, industrial e iluminação pública. A Fig. 5 apresenta o alimentador de teste, com as medidas em tempo real consideradas, que definem três AMs, e respectiva codificação do grafo via RNP. As simulações foram realizadas em um computador com processador 2 quad 2,33 GHz, 4 GRAM de memória, e script em MATLAB para o algoritmo do EDTTR.

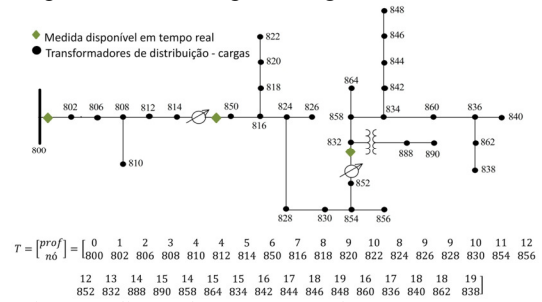


Figura 5. Alimentador teste IEEE 34 barras e representação correspondente via RNP

A partir de um caso de referência de fluxo de potência foram geradas 30 amostras de simulação, cada uma representando um conjunto de medidas em tempo real, geradas através da inclusão de erros aleatórios de distribuição $N(0, \sigma_{med})$ para o horizonte de um dia. Para cada uma das amostras de medidas o EDTTR foi então aplicado para verificar seu desempenho em estimar as demandas dos transformadores de distribuição. O desempenho do EDTTR foi avaliado em termos do Erro Médio Absoluto (EMA) definido pela equação (11), aplicada em cada fase ϕ .

$$EMA_j^{\phi} = \frac{\sum_{t=1}^N |P_j^{\phi}(t) - P_j^{\phi}(ref)|}{N} \quad (11)$$

onde, $P_j^{\phi}(t)$ é a demanda de potência ativa estimada pelo EDTTR proposto para a barra j na amostra teste t e $P_j^{\phi}(ref)$ é a demanda de potência ativa de referência para a barra j ; N é o número total de amostras.

A tabela I ilustra o desempenho do EDTTR, apresentando a melhor e pior estimativa de demanda, de acordo com o EMA percentual calculado em relação à demanda do caso de referência.

Nota-se que o EDTTR apresenta melhores estimativas de demanda ativa, uma vez que estas partem de uma estimativa inicial mais precisa do que as de demanda reativa (neste trabalho adotado um fator de potência de 0,92 no Estágio 1). Vale ressaltar também que o EDTTR apresenta erro percentual de estimação condizente com os encontrados na literatura, entre 8% e 50% (Džafić et al., 2013; Singh et al., 2009; Kong et al., 2011).

TABELA I. ERRO DE ESTIMAÇÃO DE DEMANDA

	Barra	Fase	Demanda Ativa	Demanda Reativa
			EMA (%)	EMA (%)
Melhor Estimativa	834	a	4,676	5,823
	840	b	4,694	5,486
	834	c	4,710	5,502
Pior Estimativa	808	a	20,085	41,040
	808	b	17,254	37,940
	802	c	18,016	40,491

Para esclarecer a capacidade do EDTTR proposto em refinar as demandas estimadas no Estágio 1, a Fig. 6, Fig. 7 e Fig. 8 mostram (pior estimativa de demanda para cada fase): a curva de demanda do caso de referência (curva em azul); o valor médio das demandas de potência ativa estimadas em todas as 30 amostras de teste (curva em vermelho); o EMA das curvas de demanda estimadas (curva em vermelho próxima do eixo horizontal); e a curva de carga agregada estimada no Estágio 1 (curva em verde).

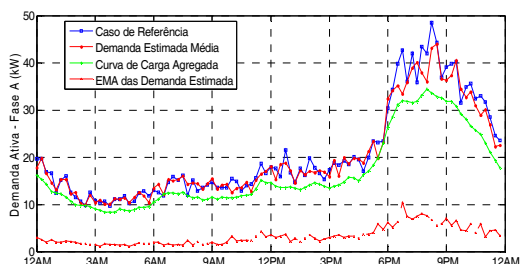


Figura 6. Pior estimativa para a fase “a” – barra 808

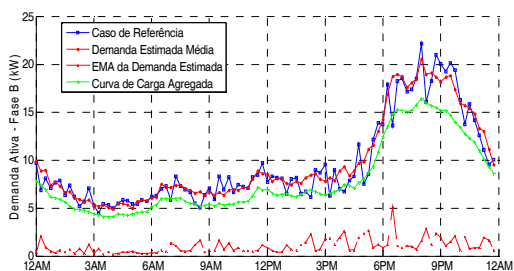


Figura 7. Pior estimativa para a fase “b” – barra 856

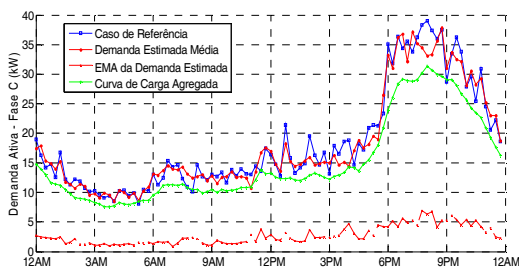


Figura 8. Pior estimativa para a fase “c” – barra 806

Como pode ser visto, o EDTTR proposto permite estimativas off-line das demandas dos transformado-

res de distribuição dos alimentadores e também o refinamento dessas estimativas utilizando as medidas disponíveis em tempo real.

A tabela II apresenta o erro entre os valores medidos e calculados para uma das medidas disponíveis em tempo real. Assim, o EDTTR provê estimativas de demanda para os alimentadores de maneira que a solução do fluxo de potência se aproxime da condição de operação do alimentador, considerando o intervalo de confiança de cada medidor.

TABELA II. ERRO ENTRE VALORES MEDIDOS E CALCULADOS

Localização do Medidor	Tipo	Fase	Fluxo de Potência Ativa	Fluxo de Potência Reativa
			EMA (%)	EMA (%)
800-802	P-Q	a	1,355	2,676
		b	0,972	1,934
		c	1,068	1,897
814-850	P-Q	a	0,304	0,757
		b	0,230	0,542
		c	0,271	0,537
852-832	P-Q	a	0,027	0,127
		b	0,018	0,091
		c	0,020	0,086

O tempo médio de execução dos Estágios 2 e 3 foi de 0,0635 s, apresentando assim desempenho para aplicações em tempo real. O número médio de iterações entre execuções dos Estágios 2 e 3 foi de 2,77.

O desempenho do EDTTR foi analisado considerando erro na curva de carga de alguns consumidores, ou seja, um perfil de consumo diferente do representado pelas curvas de carga típicas. Desta maneira a hipótese de que consumidores pertencentes a uma mesma classe é avaliada no processo do EDTTR. A Fig. 9 apresenta a pior estimativa entre as fases.

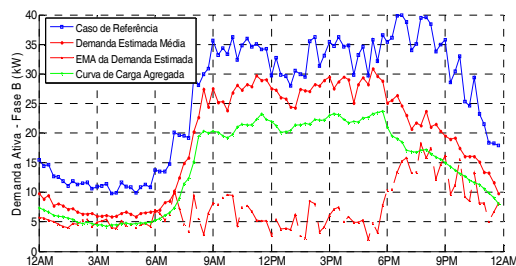


Figura 9. Estimação de demanda na presença de erros grosseiros nas curvas de carga típicas

Como pode ser observado, a curva agregada obtida no Estágio 1 não é uma boa representação da demanda de referência, considerando tanto o perfil de carga quanto a escala. As piores estimativas de demanda foram observadas nas barras com consumidores de perfil de consumo diferente das curvas de carga típicas. As demais barras mantiveram comportamento similar ao apresentado no teste anterior. Como outros estimadores de demanda propostos na literatura (Džafić et al., 2013; Kong et al., 2011), os perfis de carga típicos possuem um papel crucial no processo de estimação de demanda. Estes perfis podem ser melhorados com atualizações periódicas dos perfis de carga, incrementos em sua representação estatística (correlações com variáveis climáticas, levanta-

mento das distribuições de probabilidade, entre outras) e instalação de medidores inteligentes.

Vale ressaltar que somente cargas com conexão em estrela foram consideradas nos testes apresentados neste trabalho. Quando cargas em delta são consideradas, o problema do Estágio 3 não pode ser desacoplado por fase, e a equação (8) não irá prover um refinamento apropriado para as cargas em delta. Em (Džafić et al., 2013) é apresentado um tratamento especial para as cargas em delta no problema de estimação de demandas. Estes autores apresentam o problema de acoplamento entre fases e utilizam um estimador de demandas baseado na matriz de sensibilidade das barras que possuem cargas em delta. Em um trabalho futuro este problema será tratado com mais detalhes, incorporando uma metodologia para o tratamento de cargas em delta no EDTTR proposto.

4 Conclusão

Este trabalho apresentou um EDTTR para alimentadores de distribuição baseado em: informações *off-line* (curvas de carga típicas, informações de consumo de energia dos consumidores); um algoritmo computacionalmente eficiente para cálculo de fluxo de potência baseado na estrutura de dados RNP; e nas medidas disponíveis em tempo real.

Considerando somente as informações *off-line*, o EDTTR proposto permite a estimação das cargas dos transformadores de distribuição (agregação de cargas), provendo uma medida da incerteza, que pode ser utilizada como pseudo-medidas de injeção de potência ativa e reativa em EESDs (Estágio 1 do ECTR proposto). Além disto, processando as medidas disponíveis em tempo real, o EDTTR proposto permite o refinamento das estimativas de carga obtidas pelas informações *off-line* no Estágio 1.

Em um trabalho futuro será incorporada uma metodologia para o tratamento de cargas em delta no processo do EDTTR. Além disto, o EDTTR será aplicado e validado com medições em campo em um sistema real de distribuição brasileiro.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao CNPq, Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP - processo nº 2012/22624-3), FIPAI e COPEL pelo apoio financeiro.

Referências Bibliográficas

- Baran, M., 2012. Branch current based state estimation for distribution system monitoring. Em IEEE PES General Meeting, pp.12–15.
- Baran, M. & Kelley, A., 1994. State estimation for real-time monitoring of distribution systems. IEEE Trans. on Power Systems, 9(3), pp.1601–1609.
- Baran, M. & Mcdermott, T.E., 2009. State Estimation for Real Time Monitoring of Distribution Feeders. Em IEEE PES General Meeting. Calgary, AB, pp. 1–4.
- Bernieri, A. et al., 1996. Neural networks and pseudo-measurements for real-time monitoring of distribution systems. IEEE Trans. on Instrumentation and Measurement, 45(2), pp.645–650.
- Cheng, C.S. & Shirmohammadi, D., 1995. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. IEEE Trans. on Power Systems, 10(2), pp.671–679.
- Džafić, I. et al., 2013. Real time estimation of loads in radial and unsymmetrical three-phase distribution networks. IEEE Trans. on Power Systems, 28(4), pp.4839–4848.
- Ghosh, a K., Lubkeman, D.L. & Jones, R.H., 1997. Load modeling for distribution circuit state estimation. IEEE Trans. on Power Delivery, 12(2), pp.999–1005.
- IEEE, 2016. IEEE Test Feeders. Disponível em: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html> [Acessado em 22/05/2016].
- Jardini, J. a. et al., 2000. Daily Load Profiles for Industrial Low Voltage Consumers. IEEE Trans. on Power Delivery, 15(1), pp.375–380.
- Kong, W. et al., 2011. Advanced Load Modelling Techniques for State Estimation on Distribution Networks With Multiple. Em IEEE PSCC Conference. Stockholm.
- Lefebvre, S., Prévost, J. & Lenoir, L., 2014. Distribution State Estimation: A necessary requirement for the smart grid. Em 2014 IEEE PES General Meeting. National Harbor, pp. 1–5.
- Manitsas, E. et al., 2012. Distribution System State Estimation Using an Artificial Neural Network Approach for Pseudo Measurement Modeling. IEEE Trans. on Power Systems, 27(4), pp.1888–1896.
- Massignan, J.A.D. et al., 2015. Real-time load estimation for distribution feeders. Em IEEE PowerTech. Eindhoven, pp. 1–6.
- Rousseaux, P., 2015. A new formulation of state estimation in distribution systems including demand and generation states. Em IEEE Power Tech Conference. Eindhoven.
- Santos, A.C. et al., 2008. A power flow method computationally efficient for large-scale distribution systems. Em IEEE PES T&D Conference and Exposition: Latin America. pp. 1–6.
- Singh, R., Pal, B.C. & Vinter, R.B., 2009. Measurement placement in distribution system state estimation. IEEE Trans. on Power Systems, 24(2), pp.668–675.
- Xiao, P., Yu, D.C. & Yan, W., 2006. A unified three-phase transformer model for distribution load flow calculations. IEEE Trans. on Power Systems, 21(1), pp.153–159.
- Zidan, A. et al., 2016. Fault Detection, Isolation and Service Restoration in Distribution Systems: State-of-the-art and Future Trends. IEEE Trans. on Smart Grid (Aceito para publicação).