



V SBQEE
Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica
17 a 20 de Agosto de 2003
Aracaju – Sergipe – Brasil



Código: AJU 12 074
Tópico: Aplicações de Novas Tecnologias

PROBLEMAS DE CONTROLE DE TENSÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM FONTES DISTRIBUÍDAS DE GERAÇÃO E ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

L. N. Canha *
UFSM/PPGEE

V. A. Popov
UFSM/PPGEE

A. L. König
UFSM/PPGEE

D. P. Bernardon
UFSM/PPGEE

F. A. Farret
UFSM/PPGEE

RESUMO

A instalação de fontes de geração distribuída nas redes de distribuição representa uma opção às concessionárias para a expansão do fornecimento de eletricidade dentro do atual modelo competitivo do mercado de energia elétrica. A presença de várias fontes, mesmo com pequenas potências e sem a injeção de energia na rede primária, poderá provocar perturbações nos níveis de tensão do sistema. Em alguns casos, pode-se ter a necessidade de adotar providências para evitar uma possível influência negativa das mesmas sobre a qualidade da energia fornecida aos consumidores. Neste trabalho são apresentadas considerações básicas para a análise e a adequação da tensão nas redes de distribuição, devido à presença de fontes de geração distribuída.

PALAVRAS-CHAVE

Qualidade da Energia Elétrica; Geração Distribuída; Queda de Tensão; Reajuste de Tap; Célula de Combustível.

1.0 - INTRODUÇÃO

O novo modelo do mercado de energia elétrica impõe às concessionárias exigências crescentes na qualidade da oferta de eletricidade. Dentre elas, destacam-se a disponibilidade, a conformidade e a continuidade do fornecimento de energia elétrica [1]. Deste modo, a qualidade

assume um papel importante no processo de planejamento estratégico das empresas.

As microgerações distribuídas, instaladas nas redes de distribuição (RD), mesmo sem a injeção de energia na rede primária (RP) contribuem para o quesito disponibilidade. Uma vez que tais meios de geração também influem sobre o nível de tensão do sistema, podem, da mesma forma, colaborar para a redução no número de consumidores atendidos com tensão inadequada. Por outro lado, a influência pode atingir não só o regime de tensão, mas também a definição dos parâmetros dos meios de controle de tensão. Em alguns casos pode-se ter a necessidade de reajustar os taps de alguns transformadores de distribuição (TDs) para evitar uma possível influência negativa das mesmas sobre a qualidade da energia fornecida aos consumidores.

Dentro desse contexto, este trabalho apresenta propostas para a análise e a otimização da qualidade de energia, com o objetivo de adequar os níveis tensão das RD às alterações provocadas pela presença de fontes de geração distribuída. O critério de otimização utilizado para solucionar este problema é a minimização da quantidade de energia fornecida com níveis de tensão fora do padrão.

Não existe uma definição única para o termo qualidade da energia, porém, todas as regras utilizadas avaliam as mesmas características: quanto a sua amplitude (interrupção, subtensão, sobretensão), quanto a sua duração (transitória, momentânea ou permanente), quanto a sua forma de onda (harmônica, interarmônicas,

* Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Campus Camobi - CEP 97105-900 – Santa Maria - RS - BRASIL
Tel.: +55 (55) 220-8344 - FAX: +55 (55) 220-8030 - E-mail: Incanha@ct.ufsm.br

“notching”, ruído), quanto ao desequilíbrio ou assimetria de tensão, e quanto à flutuação que causa uma cintilação luminosa (“flicker”) [2].

Para a definição dos prejuízos causados pelas violações nos níveis permissíveis de tensão, as concessionárias devem ter a possibilidade de modelar adequadamente as cargas (p. ex. para cada hora) e em seguida calcular a tensão ao longo dos alimentadores (ALs), tanto para as RD quanto para as redes de baixa tensão (BT). Como, em geral, as concessionárias não têm disponível a modelagem horária das cargas é que a estimação da qualidade da tensão ocorre, muitas vezes, com base na análise das assim chamadas “variações máximas permissíveis da tensão”. Neste caso, são analisados os níveis de tensão que correspondem aos regimes de demanda máxima e mínima. Em tais abordagens, além de ser impossível levar em consideração a duração, supõe-se que as curvas de carga de todos os consumidores são bastante homogêneas.

De um modo geral as curvas de carga apresentam formas bastante heterogêneas, por estas razões, este artigo propõe também uma nova metodologia para a modelagem e estimação de estado dos modos de operação dos ALs, permitindo processar de forma mais adequada todos os dados disponíveis nas concessionárias. Obtendo-se, assim, fluxos de carga mais precisos e melhores resultados no processo de análise da influência das microgerações dispersas sobre a qualidade da energia elétrica fornecida.

2.0 - ESTIMAÇÃO DE ESTADO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Conforme mostram as experiências mundiais, as informações disponíveis nas companhias de energia sobre a carga elétrica da maioria dos consumidores são, geralmente, os dados de consumo mensal. Entretanto, estes dados são insuficientes para modelagem dos modos de operação.

Devido à grande quantidade de consumidores que constituem o sistema de distribuição, torna-se impossível monitorar o comportamento de suas cargas através de medições, sendo necessária a criação de metodologias para a estimativa das mesmas. Para obter um melhor processamento dos dados disponíveis nas concessionárias, para a conversão do consumo de energia em demanda horária, é proposto um método com base no uso de curvas típicas de carga. Neste caso, as estimativas prévias de carga dos TDs são corrigidas com relação às medidas verificadas na saída dos ALs, levando em consideração não só os valores das demandas ativa e reativa, mas também o nível de confiabilidade dos dados.

2.1 Curvas típicas de carga.

As curvas típicas representam o comportamento diário de carga dos consumidores similares. Como descrevem curvas de carga com a mesma forma, mas com demandas diferentes, é racional representá-las com valores normalizados.

O número ótimo de curvas típicas de carga deve ser definido de acordo com a diversidade dos consumidores. Inicialmente, para cada classe, foram criadas subclasses, diferenciadas pelos valores de consumo mensal de energia elétrica e atividade econômica.

É importante salientar que, na maioria das vezes, os dados disponíveis para a construção das curvas típicas não são suficientes para a utilização de métodos estatísticos, portanto, neste trabalho são propostos algoritmos e métodos mais adequados para o processamento das medidas.

2.2 Curvas de carga para transformadores de distribuição.

O algoritmo apresentado a seguir para a construção da curva de carga horária dos TDs, baseia-se no consumo mensal de energia e nas curvas típicas, permitindo diferenciar dias úteis e finais de semana. Para isto, as curvas típicas de carga para dias úteis, sábados e domingos de cada grupo (k) de consumidores típicos são normalizadas em relação à demanda máxima verificada ($D_{Máx}$).

$$D_{ukt}^* = \frac{D_{ukt}}{D_{kmáx}}; D_{skt}^* = \frac{D_{skt}}{D_{kmáx}}; D_{dkt}^* = \frac{D_{dkt}}{D_{kmáx}}$$

No passo seguinte, determina-se a demanda média para cada curva típica:

$$D_{ukméd}^* = \frac{\sum_{t=1}^n D_{ukt}^*}{n}; D_{skméd}^* = \frac{\sum_{t=1}^n D_{skt}^*}{n}; D_{dkméd}^* = \frac{\sum_{t=1}^n D_{dkt}^*}{n}$$

onde: n = número de ordenadas da curva de carga considerada.

Admitindo que W_1, W_2, \dots, W_k = consumo mensal dos consumidores dos grupos 1,2,... k ; em N_m dias, sendo:

$$N_m = N_u + N_s + N_d.$$

onde: N_u = número de dias úteis; N_s = número de sábados; N_d = número de domingos.

É determinada, assim, a seguinte característica:

$$W_k^* = D_{ukméd}^* \times N_u + D_{skméd}^* \times N_s + D_{dkméd}^* \times N_d$$

De posse destas informações, define-se o valor da carga máxima para o grupo (k) de consumidores:

$$D_{km\acute{a}x} = \frac{W_k}{W_k^*} \quad \text{para } k = 1, \dots, K$$

Estes dados são suficientes para a construção das curvas de carga para cada tipo de consumidor.

$$D_{ukt} = D_{ukt}^* \times D_{km\acute{a}x}; D_{skt} = D_{skt}^* \times D_{km\acute{a}x}; D_{dkt} = D_{dkt}^* \times D_{km\acute{a}x}; t = 1, \dots, n; k = 1, \dots, K;$$

E a curva de carga completa do transformador de distribuição (TD).

$$D_{ut} = \sum_{k=1}^K D_{ukt}; D_{st} = \sum_{k=1}^K D_{skt}; D_{dt} = \sum_{k=1}^K D_{dkt}; t = 1, \dots, n.$$

Com a construção da curva horária estimada dos TDs, é possível calcular a potência da fonte de geração e armazenamento de energia a ser instalada para cada situação em particular.

2.3 Coordenação de carga.

As estimativas prévias de carga dos TDs são corrigidas com relação às medidas verificadas na saída dos ALs, levando em consideração as diferenças de carga e o nível de confiabilidade dos dados iniciais.

A confiabilidade é determinada pelo cálculo da média ponderada das variâncias das curvas típicas de carga.

2.4 Fluxo de carga.

Para cálculo do fluxo de carga na RP criou-se um software denominado ASD – Análise de Sistemas de Distribuição, o qual permite verificar todas as características elétricas em tempo real ou quase real, tais como: queda de tensão, potências ativa e reativa, fator de potência, perdas, curto-circuito e topologia gráfica da rede.

3.0 - CONSIDERAÇÕES BÁSICAS PARA O CONTROLE DE TENSÃO

A Figura 1 apresenta um AL convencional de uma subestação (SE) e alguns TDs instalados ao longo da rede, com seus respectivos taps.

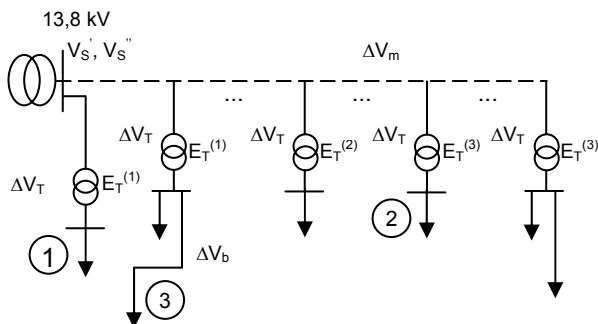


Figura 1 – Representação de um AL de uma RD.

A partir dos dados da Figura 1, determina-se a Equação 1.

$$V = V_S + E_T - \Delta V_m - \Delta V_T - \Delta V_b \quad (1)$$

onde: V = tensão no ponto de consumo da energia elétrica; V_S = tensão na barra da SE; E_T = aumento no nível de tensão, devido à variação de tap do TD; ΔV_m = queda na tensão da RP; ΔV_T = queda na tensão do TD; ΔV_b = queda da tensão na rede secundária.

Para apresentar o princípio de controle de tensão, pode-se analisar alguns casos críticos sob o ponto de vista do regime de tensão [3].

Caso 1: considerando o regime de demanda máxima, para manter a tensão dentro dos níveis padronizados, o tap do transformador na SE está na posição que proporciona o aumento permissível no valor da tensão. O primeiro TD diretamente conectado com as barras da SE é o TD para serviços auxiliares da SE. Nesta situação, a tensão na SE não deve provocar um nível de tensão, no ponto de consumo, acima da máxima tensão permissível.

Caso 2: em regime de demanda mínima, a queda de tensão na RP será menor que o aumento de tensão nos TDs. Neste caso, deve-se impedir que o nível de tensão no primeiro TD com maior aumento de tensão ultrapasse o limite máximo permitido.

Caso 3: em regime de demanda mínima, deve-se assegurar aos consumidores mais distantes, ligados ao último TD com tap 1, que a tensão de fornecimento não ultrapasse o limite mínimo permitido.

Para a definição da lei de controle de tensão (LCT) para o transformador da SE, são definidos, portanto, três pontos, em função de sua carga, conforme a Figura 2. O ponto A corresponde ao regime de demanda máxima, B e C correspondem ao regime de demanda mínima. Assim, qualquer reta dentro do triângulo ABC define a LCT desejada.

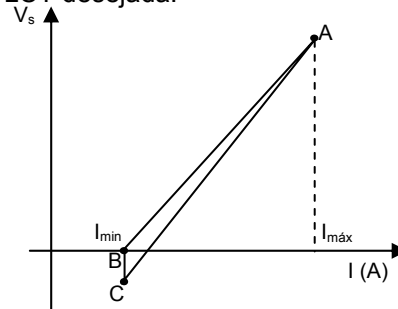


Figura 2 – Definição da lei de controle de tensão.

3.1 Algoritmo para o controle de tensão em RD com cargas homogêneas.

Nem sempre apenas pelo uso dos meios básicos de controle de tensão é possível garantir a

qualidade da tensão para todos os consumidores. Como mostra a Figura 3, p. ex., em regime de demanda máxima, com grande queda de tensão na RD, executadas todas as exigências para a definição da LCT, é impossível garantir a qualidade da energia para todos os consumidores. Uma parte, atendida em BT, fica com o nível de tensão abaixo do permitido, V , conforme o triângulo KLM. As microgerações distribuídas, localizadas em alguns pontos da RD, podem influir tanto no regime de tensão quanto para a definição de parâmetros dos meios de controle de tensão. Para ilustrar tais considerações, neste trabalho são utilizadas, como fontes de geração distribuída, as células de combustível (FC), de pequeno porte, sem a injeção de energia na RP e instaladas nos terminais de BT de alguns TDs. Em [4] são apresentados algoritmos para o cálculo da potência da FC e do eletrolisador. É possível utilizar duas tecnologias principais para uso das FC: a) o hidrogênio (H_2) necessário para o funcionamento da FC é distribuído comercialmente ou produzido no local através da reforma que utiliza outros combustíveis para a sua produção; b) o H_2 é produzido através da eletrólise da água e o eletrolisador pode estar instalado no mesmo local da FC. É natural que o eletrolisador, neste caso, deve consumir energia elétrica da RD no período de demanda mínima. A FC irá utilizar este H_2 para gerar energia para o consumidor no horário de ponta. Neste caso, tem-se a influência para ambos os regimes extremos que são considerados como base para a escolha da LCT nas SEs e taps dos TDs.

Supondo que em algum ponto A da RD da Figura 3 esteja instalada a FC. Seu funcionamento no horário de demanda máxima deve diminuir o fluxo de carga na rede nos trechos da RP entre a SE e o lugar de instalação da FC. Conseqüentemente, devem ser diminuídas as quedas de tensão nos mesmos trechos da RD e no TD onde está instalada a FC. Estes fatores trazem como consequência alterações na Figura 3.

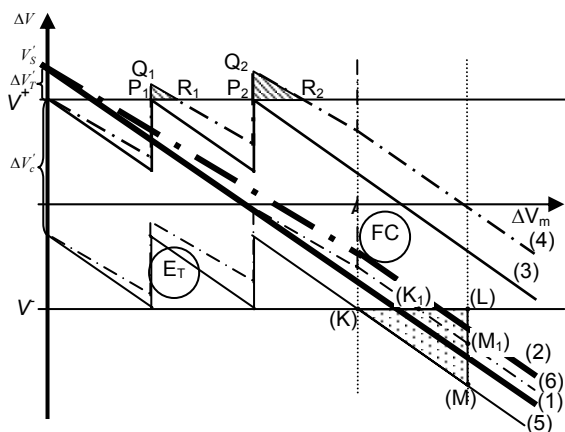


Figura 3 - Diagrama de variação de tensão em redes de distribuição com demanda máxima.

onde: (1) — tensão ao longo da RP; (2) — • Tensão na RP com a instalação da FC no ponto A; (3) — tensão nos terminais de BT dos TDs; (4) — — Tensão nos terminais de BT dos TDs após a instalação da FC no ponto A; (5) — tensão no final das redes de BT; (6) — — tensão no final das redes de BT após a instalação da FC no ponto A; [diagrama hachurado] Energia fornecida com tensão fora do padrão permitido sem a instalação da FC; [diagrama pontilhado] Energia fornecida com tensão fora do padrão permitido, após a instalação da FC.

A análise da Figura 3 mostra que o uso de fontes de geração distribuída no horário de ponta pode melhorar a qualidade de tensão para alguns consumidores (triângulo K_1LM_1 , que reflete a quantidade de energia fornecida fora do padrão após a instalação da FC e que é menor que o triângulo KLM, que representa a mesma característica antes da instalação da FC) e, ao mesmo tempo, piorar a qualidade para outros consumidores. Para alguma parte dos consumidores a tensão vai ultrapassar o nível permitido (triângulos $P_1Q_1R_1$ e $P_2Q_2R_2$). Isto ocorre porque, com a redução da queda de tensão na RD, tendo sido escolhidos previamente os taps dos TDs, estes já não correspondem à nova realidade dos atuais regimes de tensão. Ao mesmo tempo, depois das alterações dos taps de alguns TDs é possível perceber o efeito positivo sob o ponto de vista do aumento da qualidade da tensão.

Entretanto, na prática, a suposição sobre a homogeneidade das curvas de carga nem sempre corresponde à realidade. Por esta razão, é apresentada a seguir uma nova abordagem sobre o controle de tensão nas redes de distribuição.

3.2 Modelagem das redes de baixa tensão.

As condições ótimas de funcionamento dos equipamentos de uma instalação ocorrem quando se trabalha com um certo nível de tensão, p. ex., a nominal. Como, na prática, é impossível conseguir tal condição para todos os consumidores, foi proposto em [5] escolher o regime de funcionamento dos meios básicos de controle de tensão de tal forma que seja mantido o regime de tensão o mais próximo do nominal no ponto chamado centro de carga da rede de BT de cada TD. Assim, calcula-se de acordo com a Equação 6 a queda de tensão do TD n até o centro de carga da rede de BT do mesmo TD, ponderada pela potência, para o período de tempo t .

$$\Delta V_{Cnt} = \frac{\sum_{m_n=1}^{M_n} \Delta V_{m_n,t} P_{m_n,t}}{\sum_{m_n=1}^{M_n} P_{m_n,t}}, t = 1, \dots, T \quad (6)$$

onde: $\Delta V_{m_n,t}$ = queda de tensão percentual a partir do terminal de BT do TD n até o consumidor m , no período de tempo t , $P_{m_n,t}$ = potência do consumidor m do TD n no período de tempo t , M_n = quantidade de consumidores de BT do TD n .

Os níveis de tensão nas barras de BT dos TDs definem-se no processo de modelagem dos modos de operação das RD. Esta condição possibilita identificar o nível de tensão para cada consumidor virtual (levando em conta a hipótese de distribuição de carga uniforme) da rede de BT. Para as redes de BT são utilizados, como exemplo, alguns esquemas típicos, como mostra a Figura 4.

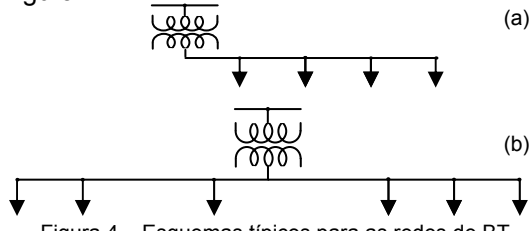


Figura 4 – Esquemas típicos para as redes de BT

Com base na Equação 6, é possível definir a queda de tensão ponderada pela energia da barra da SE onde está instalado o transformador com controle de taps sob carga até o centro de carga de cada TD.

$$\Delta V_{Sn} = \frac{\sum_{t=1}^T (\Delta V_{dnt} + \Delta V_{Tnt} + \Delta V_{Cnt}) P_{nt}}{\sum_{t=1}^T P_{nt}} \quad (7)$$

onde ΔV_{dnt} = queda de tensão percentual na RD da barra da SE até o terminal de alta tensão do TD n no período de tempo t ; ΔV_{Tnt} = queda de tensão percentual do TD n no período de tempo t . Calculados de acordo com a Equação 7, os valores de ΔV_{Sn} , $n = 1, \dots, N$ permitem definir as posições ótimas dos taps de todos os TDs. O valor do aumento da tensão em cada TD deve ser escolhido de forma que o próximo valor padronizado de aumento de tensão E_{Tn} deve ficar menor que o valor calculado de ΔV_{Sn} . É claro que, escolhidos de tal maneira, os taps dos TDs possibilitam garantir o melhor nível de tensão, em média, para um conjunto de consumidores de cada TD, mas não podem, de forma completa, levar em conta as alterações diárias de carga e os níveis de tensão. Depois da escolha dos taps

dos TDs, como passo seguinte, considera-se a definição da LCT na SE que deve compensar as alterações diárias de carga e os níveis de queda de tensão nas RD. Supõe-se que as condições ótimas de controle de tensão ocorrem quando, para cada período de tempo t na barra da SE, é possível garantir o aumento no nível de tensão igual ao valor e (inverso do sinal) da queda de tensão ponderada pela potência em relação a todos os centros de carga de todos os TDs que recebem energia da barra desta SE. Assim, com base na Equação 7, chega-se até a Equação 8.

$$E_t = - \frac{\sum_{n=1}^N (E_{Tn} - \Delta V_{dnt} - \Delta V_{Tnt} - \Delta V_{Cnt}) P_{nt}}{\sum_{n=1}^N P_{nt}} \quad (8)$$

onde P_{nt} = carga total do TD n no período de tempo t , N = quantidade de TDs que recebem energia da barra da SE.

4.0 - INFLUÊNCIA DAS FONTES DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA ESCOLHA DOS TAPS DOS TRANSFORMADORES E LCT

O uso de fontes de geração distribuídas conectadas com os terminais de BT dos TDs não influi no fluxo de carga e nas quedas de tensão ao longo das redes de BT. Ao mesmo tempo, a utilização de FC, p. ex., e a geração de H_2 a partir da eletrólise, altera a Equação 6 no período de funcionamento do eletrolisador. Tem-se, assim, um aumento no somatório das cargas ligadas ao TD devido à operação do eletrolisador (P_e).

$$\Delta V_{Cnt}^i = \frac{\sum_{m_n}^{M_n} \Delta V_{m_n,t} P_{m_n,t}}{\sum_{m_n} P_{m_n,t} + P_e}, t = t_{el}, \dots, T_{el} \quad (9)$$

onde t_{el}, \dots, T_{el} = tempo de funcionamento do eletrolisador.

Para definir as modificações que ocorrem com a utilização das FC, é necessário levar em conta que os componentes da Equação 7 (no caso da instalação da FC em um nó ℓ , p. ex.) devem ser corrigidos da seguinte forma:

$$\Delta V_{dnt}^i = \Delta V_{dnt} + 100 P_e \sum_{i \in PI,n} R_i / V_n^2, t = t_{el}, \dots, T_{el};$$

$$\Delta V_{Tnt}^i = \Delta V_{Tnt} + 100 P_e R_\ell / V_n^2, t = t_{el}, \dots, T_{el};$$

$$\Delta V_{dnt}^j = \Delta V_{dnt} - 100 P_f \sum_{i \in PI,n} R_i / V_n^2, t = t_{fc}, \dots, T_{fc};$$

$$\Delta V_{Tnt}^j = \Delta V_{Tnt} - 100 P_f R_\ell / V_n^2, t = t_{fc}, \dots, T_{fc}.$$

onde t_{el}, \dots, T_{el} , t_{fc}, \dots, T_{fc} são, respectivamente, os tempos de funcionamento do eletrolisador e da FC; $i \in PI, n$ significa que é necessário

considerar todos os trechos da rede que fornecem energia, ao mesmo tempo, para os TDs n e l.

5.0 - RESULTADOS PRÁTICOS

Como objeto de estudo analisou-se a qualidade de tensão do transformador 1456.7, do AL CAX3-106 da concessionária Rio Grande Energia - RGE. O alimentador é composto por 116 TDs, atendendo 3500 consumidores, sendo que TD escolhido atende 4 consumidores comerciais e 64 residenciais.

Primeiramente, validaram-se os resultados da estimação de estado com as medições realizadas em campo.

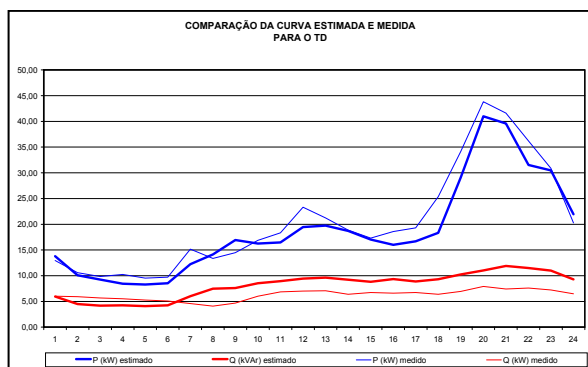


Figura 5 – Comparação da curva horária de carga medida e estimada para o TR 1456.7.

Também se verificou que os níveis de tensão no TD estão fora do padrão segundo a resolução vigente [6], conforme apresenta a Figura 6.

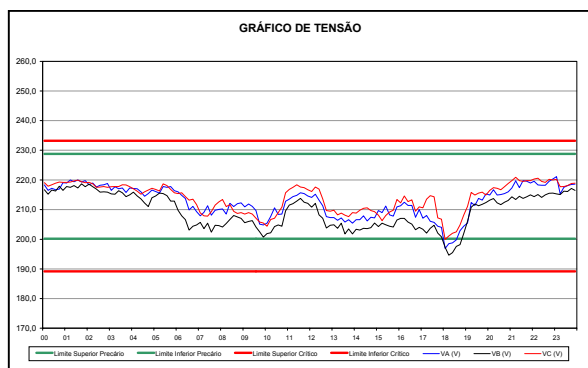


Figura 6 – Comportamento da tensão no secundário do TD.

A Figura 7 apresenta o comportamento da tensão após a instalação de 15 FC e eletrolisadores em pontos estratégicos do AL considerado.

Verificou-se que com a instalação das FC os níveis de tensão ficaram regularizados, conforme apresenta a Figura 7.

Como os resultados da estimação foram bastante satisfatórios, pode-se dizer que a simulação representará a situação real.

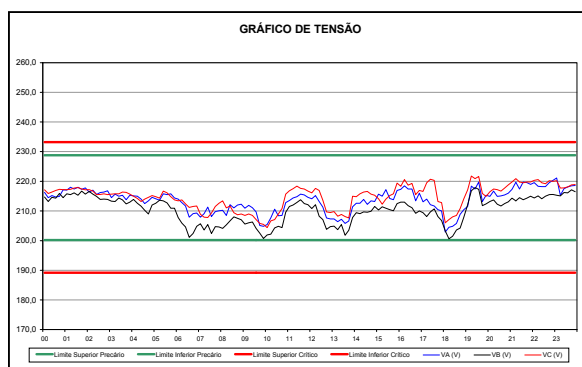


Figura 7 – Comportamento da tensão com a influência das FCs.

6.0 - AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a AES-Sul, por seu apoio financeiro e também a RGE pelas informações do sistema elétrico que foram disponibilizadas.

7.0 - CONCLUSÕES

Conclui-se que os algoritmos já implementados para a estimação de estado das RD apresentam resultados positivos, permitindo a análise da influência das fontes de geração e armazenamento de energia instaladas nas RD sobre os níveis de tensão do sistema.

A partir dos resultados, verificou-se que, quando se considera como alternativa a instalação das fontes de geração distribuída, a necessidade de alterações na LCT depende de muitos fatores, em particular, da quantidade e modos de operação de todos os ALs ligados à barra da SE. Isto se justifica pelo fato de que a escolha da LCT deve ser realizada sob o ponto de vista do interesse de todos os consumidores e não dos consumidores de apenas um AL. Assim, muitas vezes, com a correção do regime de tensão dentro de um único AL, a correção da LCT não se faz necessária.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Borenstein, C., *Regulação e Gestão no Setor Elétrico Brasileiro*, 1ª Edição, Ed. Sagra-Luzzatto, 1999.
- [2] Aldabó, Ricardo, *Qualidade na Energia Elétrica*, 1ª Edição, Ed. Art-Liber, 2001.
- [3] Holmsky V., Zorin V., Buslova N., Maliy N., *Voltage Control in Distribution Systems Energetics and Electrification*, 1968, n° 02, pp 13-18 (in Russian)
- [4] Canha, L. N.; Popov, V. A.; Farret, F. A., *Determination of the Optimal Parameters of the Fuel Cells for Load Curve Management*, V INDUSCON - Conferência de Aplicações Industriais, Salvador – Bahia, 2002, v. 1, pp 323–327.
- [5] Aberson, M., *Optimization of Voltage Regulation*, Moscow, Energy, 1975, 160 p..
- [6] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, *Resolução 505*, 26 de novembro de 2001.