

Regulação da Tensão Secundária Através de Comutador Eletrônico de *Taps* com Identificação de Cargas

Josemar O. Quevedo¹, Rafael C. Beltrame¹, Mauricio Sperandio², Tiago B. Marchesan³, Luciano Schuch¹

Universidade Federal de Santa Maria (UFSM)

¹ Grupo de Eletrônica de Potência e Controle (GEPOC)

² Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP), ³ Gedre inteligência em iluminação

Santa Maria, RS, Brasil, 97105-900

josemar.quevedo@mail.ufsm.br

Resumo— Ao mesmo tempo que as redes de distribuição têm experimentado um aumento da demanda por energia elétrica, a inclusão de geração distribuída (GD) tem dificultado a regulação de tensão. O problema da regulação de tensão deve se tornar ainda mais crítico com o enrijecimento de aspectos regulatórios que visam à melhoria da qualidade de energia. Neste sentido, o presente trabalho apresenta um transformador de distribuição inteligente que permite a regulação da tensão secundária através da comutação eletrônica de seus *taps* e, além disso, apresenta um sistema de identificação de parâmetros da carga (modelo ZIP). Este trabalho trata especificamente o sistema de identificação de parâmetros da carga, o qual é validado através de uma ferramenta de simulação.

Palavras chave— Comutador eletrônico de *taps*, Identificação de carga, Regulação de tensão, Transformador de distribuição.

SECONDARY VOLTAGE REGULATION THROUGH ELECTRONIC ON-LOAD TAP CHANGER WITH LOAD IDENTIFICATION

Abstract— The distribution networks have been subjected to increased demand for electricity and the inclusion of distributed generation (DG), which have affected the voltage regulation. This problem has become even more critical with the modifications on regulatory standards to improve the power quality. In this way, this paper presents a smart distribution transformer that allows the regulation of the secondary voltage through the electronic tap commutation and also permits the load parameter identification of the system (ZIP model). Specifically, this work addresses the load parameter identification, which is validated through a simulation tool.

Index Terms— Distribution transformer, Electronic on-load tap changer, Load identification, Voltage regulation.

I. INTRODUÇÃO

As redes de distribuição de energia elétrica, originalmente projetadas para operar de forma radial, cada vez mais têm

recebido a injeção de energia de fontes de geração distribuída (GD). Aliado a isso, o aumento da demanda por energia elétrica e o maior rigor dos agentes reguladores do setor elétrico, têm tornado os sistemas de distribuição cada vez mais complexos, dificultando a operação, o planejamento e o atendimento de índices de qualidade.

Um dos parâmetros mais afetados pela GD é o nível da tensão entregue ao consumidor final. Isso é resultado da mudança tanto da magnitude quanto da direção do fluxo de potência na rede, que são ocasionados pela intermitência da geração, característica de fontes renováveis como a solar fotovoltaica e a eólica [1]. Desta maneira, estratégias que permitam regular o nível de tensão da rede na presença de GD são fundamentais.

Outro fator que impacta diretamente nos níveis de tensão é o aumento da demanda por energia elétrica. Devido a isso, há uma tendência da rede elétrica ser operada próxima de seus limites de estabilidade [2]. Como resultado, em casos onde o aumento da demanda ultrapassa o limite de operação estável da rede, são necessários cortes de carga de modo a garantir fornecimento adequado. No entanto, o corte ou a redução de carga geralmente ocorrem em regiões abrangentes e podem representar prejuízos tanto para os consumidores quanto para as companhias concessionárias. Deste modo, deve-se otimizar as reduções de carga, buscando estratégias localizadas de gerenciamento da rede que diminuam os prejuízos causados [2]. Porém, para a tomada da decisão pela redução do carregamento do sistema, faz-se necessário um modelo de carga adequado e equipamentos que possibilitem um maior controle do fluxo de potência ao longo da rede, permitindo assim um melhor planejamento da operação do sistema [3].

Dentre os métodos utilizados para a regulação da tensão da rede de distribuição, destaca-se o uso de comutadores de *taps* de operação a vazio e sob carga. No primeiro caso não se pode realizar a regulação automática da tensão devido à necessidade de intervenção humana no processo de comutação. Este

problema é solucionado por transformadores com comutação sob carga (*on-load tap changers* – OLTCs), que permitem a regulação automática da tensão e, como consequência, também permitem o controle de demanda. Porém, devido aos elevados custos de implantação e de manutenção, além de lenta resposta na comutação das chaves eletromecânicas, estes dispositivos são utilizados majoritariamente em saídas de subestações e como reguladores de tensão da rede primária [4].

Uma alternativa que tem sido vislumbrada para a regulação da tensão entregue ao consumidor final é o uso de comutadores eletrônicos de *taps*, os quais permitem uma resposta mais rápida, comutação sem arco elétrico e inclusão de funcionalidades adicionais aos transformadores, como o controle automático da tensão na interface entre rede de distribuição primária e secundária [5]. Estas funcionalidades são ainda mais promissoras quando associados com um sistema de comunicação adequado, sendo possível obter controle à distância do equipamento, medição de variáveis no ponto de acoplamento comum (PAC), gerenciamento de rede, entre outras [6].

Neste trabalho, incorpora-se a funcionalidade de identificação de parâmetros de carga a um transformador com comutação eletrônica de *taps* que emprega um sistema de comunicação. Tal funcionalidade é baseada no modelo ZIP, que permite identificar a proporção de cargas do tipo impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P). O sistema inicialmente está sendo implantado em um transformador monofásico com retorno por terra (MRT), porém, estudos já estão sendo feitos para empregá-lo também em transformadores trifásicos, com a vantagem de permitir tanto a identificação da característica de carga quanto o controle da tensão de cada uma das fases do equipamento de forma independente.

Em complemento, o sistema proposto permite a regulação da tensão da rede de forma automática ou assistida remotamente, possibilitando o atendimento dos limites de tensão estabelecidos pela ANEEL [7]. Além disso, com base nos parâmetros de carga obtidos, é possível atuar com mais efetividade sobre os *taps* do transformador permitindo o controle de faturamento e/ou a aplicação de estratégias de redução da demanda em casos de sobrecarga da rede onde o equipamento está instalado.

II. TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTE

O transformador de distribuição inteligente, o qual contempla um comutador eletrônico de *taps* e um sistema de comunicação é apresentado na Fig. 1. Neste trabalho, emprega-se um transformador de distribuição do tipo MRT de 5 kVA, com as tensões primárias de 7967/7621/7274/6928/6581 V, e tensões secundárias de 440/220 V. O sistema utiliza chaves semicondutoras controladas (*Insulated Gate Bipolar Transistors* – IGBTs) e diodos para a implementação das chaves bidirecionais S_1 a S_5 que realizam a comutação dos *taps*. O acionamento das chaves eletrônicas é feito através de canais ópticos, os quais asseguram elevada isolamento elétrica e imunidade a ruídos eletromagnéticos. Da Fig. 1 verifica-se a presença de um transformador de corrente (TC) no circuito primário, utilizado para permitir a comutação dos *taps* no cruzamento por zero da corrente, bem como a presença de um

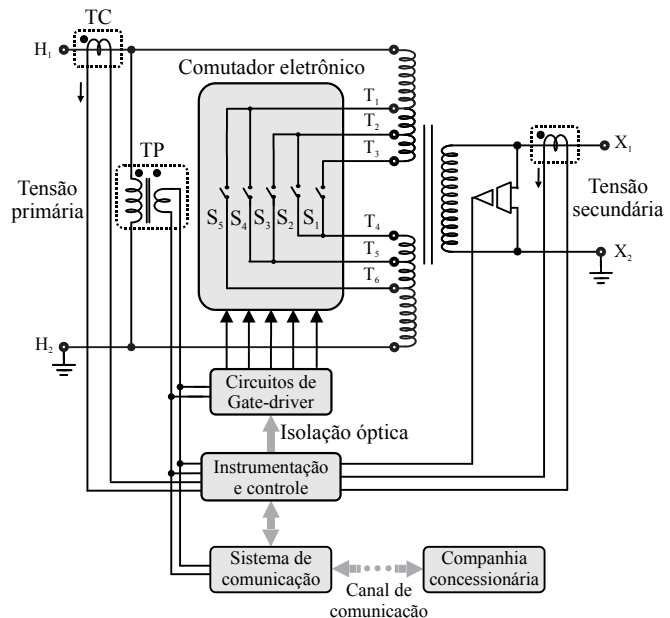


Figura 1. Esquemático do transformador inteligente.

transformador de potencial (TP), que alimenta os circuitos de acionamento (*gate-drivers*), instrumentação e controle, e o sistema de comunicação.

Realiza-se também a medição da tensão secundária, para possibilitar a regulação da tensão entregue aos clientes, e da corrente secundária, a fim de possibilitar o cálculo de potências ativa, reativa e aparente (requisitos para a identificação de carga). Cabe destacar que os valores eficazes das variáveis medidas (tensão primária e secundária, bem como corrente primária e secundária) são transmitidos periodicamente para a concessionária de energia através do sistema de comunicação [8]. Além disso, podem também ser transmitidas a temperatura do óleo do transformador, a posição do *tap* que se encontra em operação e os parâmetros da carga (modelo ZIP). O sistema de comunicação bidirecional empregado possibilita ações de operação diretas sobre o transformador, como: (i) definição do modo de operação do comutador eletrônico (automático ou gerenciado à distância); (ii) controle do *tap* em que o transformador deve operar (quando no modo de gerenciamento); (iii) redução de demanda em casos de sobrecarga; e (iv) controle do faturamento através dos níveis de tensão fornecidos [6].

Ainda, através do processamento dos dados obtidos pela companhia concessionária, são possibilitadas as seguintes ações indiretas de gerenciamento da rede: (i) planejamento de manutenções, ampliações e/ou modificações; (ii) constatação da demanda de energia no transformador, permitindo identificar incoerências entre a energia fornecida e faturada (ocasionada, por exemplo, por perdas ou furtos de energia); (iii) identificação da necessidade de correção de reativos; (iv) identificação de sobrecarga da rede ou do transformador; (v) identificação do perfil de carga e padrão de consumo dos consumidores; (vi) estudos de fluxo de potência e de viabilidade para inclusão de GD; (vii) verificação da temperatura de operação do transformador, entre outras.

III. DETERMINAÇÃO DO MODELO DE CARGA

Para planejar e operar os sistemas elétricos de maneira econômica e segura é de fundamental importância a definição de modelos adequados para cada elemento do sistema. Vários estudos foram realizados com o propósito de aprimorar modelos de linhas de transmissão, redes de distribuição, transformadores, geradores, etc. Utilizando modelos adequados, diversos aspectos da rede elétrica podem ser analisados, como por exemplo: efeitos de faltas, agendamento de manutenções e futuras conexões de consumidores [9]. Deste modo, nas redes inteligentes, a necessidade de modelos apurados é ainda maior [10].

Todavia, a modelagem de carga sempre apresentou a maior dificuldade de representação entre os componentes do sistema elétrico [11]. Para estudo das redes elétricas, a carga costuma ser tratada como um único dispositivo consumindo energia de um barramento [10]. Um dos principais fatores para a dificuldade na modelagem de carga é o fato desta mudar continuamente, refletindo o padrão de consumo do usuário, bem como do horário do dia, clima, situação econômica, entre outros fatores [12]-[13]. Por este motivo, apesar de ser possível conhecer como cada elemento da carga se comporta individualmente, não se tem uma noção precisa da sua composição final. Logo, a modelagem de carga em sistemas de potência é caracterizada por ser uma tarefa difícil de ser atingida devido às suas características estocásticas [10].

Alguns dos principais fatores que influenciam na dificuldade de obter um modelo de carga são [14]: (i) grande número e diversidade de equipamentos; (ii) propriedade e local dos dispositivos de carga não acessíveis às concessionárias; (iii) mudança de composição de carga durante o dia, semana, estação, clima, etc. (iv) falta de informação precisa da composição de carga e (v) incertezas sobre as características de componentes de carga, especialmente para grandes variações de tensão ou frequência.

Os modelos de carga são classificados tradicionalmente em duas grandes categorias: modelos dinâmicos e modelos estáticos [13], [15]. A resposta dinâmica de uma carga às variações na tensão e frequência da rede é principalmente determinada pela natureza da conversão de energia realizada (calor, energia mecânica, luz, energia química) [17]. Por outro lado, um modelo estático expressa a característica da carga como uma função algébrica da magnitude do barramento de tensão e da frequência naquele instante [14].

Basicamente, existem duas abordagens principais para o desenvolvimento de modelos de carga: a abordagem baseada em componentes e a baseada em medições [10], [13], [14]. O objetivo do método baseado em componentes é desenvolver um modelo de carga agregando modelos de componentes individuais que formam a carga [16]. O método baseado em medições envolve a medição direta de várias cargas para determinar a sensibilidade da potência ativa e reativa com respeito às variações de tensão e/ou frequência [16].

Os métodos de modelagem de carga baseados na associação analítica de cargas individuais são sujeitos a muitos fatores de incerteza. Por isso, a abordagem de modelagem baseada em medições é geralmente preferível [18].

A. Modelagem Estática de Cargas

Nos estudos de planejamento e análise de rede, os modelos estáticos são convencionalmente mais utilizados. A característica de carga é referida como característica estática quando esta pode ser representada por polinômios ou outras equações algébricas, como, por exemplo, funções exponenciais [10], [12], [19]. Nestes casos, é comum representar as cargas pela consideração separada das potências ativa e reativa e desconsiderando a variação de frequência da rede [12].

Tradicionalmente, os modelos de carga refletem a sensibilidade da potência com relação às variações de tensão. Essa dependência de tensão, que é característica da carga, tem sido representada como um modelo exponencial [13], [20]:

$$P = P_o (\bar{V})^a \quad (1)$$

$$Q = Q_o (\bar{V})^b \quad (2)$$

onde P_o e Q_o representam os valores iniciais de potência ativa e reativa do sistema. Quando os expoente a ou b são 0, 1 ou 2, estes representam, respectivamente, carga do tipo potência constante, corrente constante ou impedância constante.

Um modelo alternativo que tem sido amplamente empregado é o modelo polinomial [13]:

$$P = P_o (p_1 + p_2 \bar{V} + p_3 \bar{V}^2) \quad (3)$$

$$Q = Q_o (q_1 + q_2 \bar{V} + q_3 \bar{V}^2) \quad (4)$$

Este modelo é comumente chamado de modelo ZIP, impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P). Os coeficientes p_1 a p_3 , e q_1 a q_3 definem as proporções de cada componente do modelo, no qual, p_1 e q_1 representam as componentes de potência constante, p_2 e q_2 representam as componentes de corrente constante e p_3 e q_3 representam as componentes de impedância constante.

Neste trabalho, o modelo utilizado para descrever a carga é o modelo ZIP. O modelo é solucionado a partir de variações da tensão secundária através da comutação dos *taps* do transformador. Para cada condição de operação os valores de tensão eficaz, potência ativa e potência reativa são medidos e armazenados, sendo posteriormente utilizados na obtenção dos coeficientes que descrevem o modelo.

B. Obtenção das Medições para o Ajuste do Modelo ZIP

A obtenção dos coeficientes do modelo ZIP pode ser realizada através de um método de ajuste de curvas. Neste trabalho, o método empregado é o de mínimos quadrados [16]. A obtenção das amostras utilizadas no método de mínimos quadrados é realizada do seguinte modo:

- Define-se uma condição inicial para operação do comutador eletrônico de *taps* e se realiza a medição de tensão, potência ativa e potência reativa quando o transformador se encontra em regime de operação estático. No sistema proposto, a posição inicial definida é aquela que fornece o menor nível de tensão secundária

que atenda aos limites de operação adequados definidos pela ANEEL [7].

- Na sequência, realiza-se a variação incremental na posição dos *taps* do transformador, de modo a obterem-se novos valores de tensão e potências em regime estático para cada nova configuração do comutador eletrônico. No sistema proposto, estas variações ocorrem partindo-se do valor inicial até o máximo valor de tensão que ainda atenda aos limites definidos pela ANEEL.
- Obtidos os valores de tensão e potências ativa e reativa, é possível obter os parâmetros do modelo de carga a partir do ajuste pelo método de mínimos quadrados.
- Após a identificação de parâmetros da rede, o transformador pode voltar ao modo de operação inicial, seja ele automático ou gerenciado pela concessionária.

C. Método dos Mínimos Quadrados

A obtenção dos coeficientes do modelo ZIP para potência ativa e potência reativa, dados respectivamente por (3) e (4), é realizada pelo método dos mínimos quadrados. Este método consiste em encontrar uma função que se ajuste a um conjunto de amostras, de modo a minimizar a soma dos quadrados dos erros resultantes entre os valores medidos e a curva ajustada.

Considerando (5), y_i ($i = 1...p$) representam a potência ativa ou reativa medidas do sistema, x_i representa as tensões medidas, ε_i representa os resíduos entre os valores medidos e a função ajustada, β_k ($k = 0, 1, 2...n$) representa os coeficientes da função polinomial, p representa o número de amostras e n representa a ordem máxima do polinômio.

$$y_i = \beta_0 + \beta_1 x_i + \beta_2 x_i^2 + \dots + \beta_n x_i^n + \varepsilon_i \quad (5)$$

Pode-se obter o ajuste da curva para os pontos x_i e y_i a partir da minimização dos resíduos ε_i :

$$\varepsilon_i = y_i - (\beta_0 + \beta_1 x_i + \beta_2 x_i^2 + \dots + \beta_n x_i^n) \quad (6)$$

Reescrevendo (5) de forma matricial, tem-se:

$$\begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & x_1 & x_1^2 & \dots & x_1^n \\ 1 & x_2 & x_2^2 & \dots & x_2^n \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ 1 & x_p & x_p^2 & \dots & x_p^n \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \beta_0 \\ \beta_1 \\ \vdots \\ \beta_n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \varepsilon_2 \\ \vdots \\ \varepsilon_p \end{bmatrix} \quad (7)$$

É possível demonstrar que a solução do vetor de coeficientes B é dado por:

$$B = (X^T X)^{-1} X^T Y \quad (8)$$

onde X^T representa a matriz transposta de X . A partir de (8), verifica-se que a obtenção dos coeficientes β_k , que no modelo ZIP são representados por p_1 a p_3 para a potência ativa e q_1 a q_3 para a potência reativa, dependem exclusivamente dos valores de tensão e potência medidos.

IV. MÉTODO DE CONTROLE DA TENSÃO SECUNDÁRIA

O método proposto de controle da tensão secundária do transformador tem por objetivo atender aos níveis de tensão definidos como adequados pela ANEEL [7], que no caso de redes do tipo MRT são estabelecidos entre 202 V e 231 V para redes em nível de 220 V, e entre 405 V e 462 V para redes em nível de 440 V.

Desta forma, por possibilitar o ajuste automático da tensão, o sistema proposto garante a melhoria dos índices de qualidade de energia para a concessionária. Porém, deve-se ressaltar que a existência de uma faixa de regulação de tensão pode permitir também funcionalidades adicionais ao equipamento, como por exemplo, a redução de demanda, otimização de perdas e o aumento de faturamento, sem que com isso ocorra descumprimento dos valores normatizados.

O emprego da identificação de cargas através do modelo ZIP permite que essas funcionalidades sejam alcançadas justamente por descrever como a carga se comporta a partir de variações da tensão. Por exemplo, no caso de transformadores carregados com carga predominantemente do tipo impedância constante (Z) há uma relação quadrática entre tensão e potência do sistema, como pode ser verificado na Fig. 2. Nestes casos, um aumento da tensão eleva o faturamento por um fator quadrático. No entanto, as perdas do sistema também aumentam de forma quadrática, uma vez que estas variações na tensão resultam em variações equivalentes na corrente do sistema.

Por outro lado, transformadores com carga predominante do tipo corrente constante (I) permitem a variação da potência do sistema proporcionalmente à tensão, como verificado na Fig. 2, sem alterar a corrente e as perdas da rede. Ainda, os transformadores com carga predominantemente do tipo potência constante (P) permitem uma redução das perdas da rede com o aumento da tensão. Porém, impedem a redução de carregamento ou controle de faturamento.

Então, a utilização destes graus de liberdade proporcionados pelo conhecimento do modelo de carga permite a atuação sobre os níveis de tensão do sistema de modo a obter-se um melhor gerenciamento da rede elétrica.

V. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

O sistema proposto foi simulado considerando os parâmetros sumarizados na Tabela I. De modo a facilitar a interpretação, os parâmetros do sistema são dados em por unidade (p.u.). Foi considerada uma carga do tipo impedância constante com fator de potência (FP) 0,8 indutivo associada a uma carga do tipo corrente constante com FP = 0,8 indutivo e

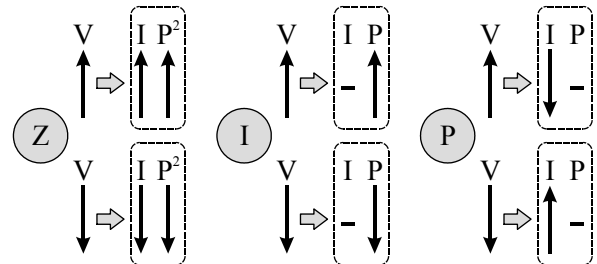


Figura 2. Comportamento de cargas do tipo impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P).

TABELA I. DADOS DE SIMULAÇÃO

Parâmetro	Valor
Tensão secundária inicial	1 p.u.
Carga Z constante	$0,8 + j0,6$ p.u.
Carga I constante	$0,8 - j0,6$ p.u.
Carga P constante	1 p.u.

TABELA II. AMOSTRAS DE TENSÃO E POTÊNCIAS

Parâmetros	Tap 1	Tap 2	Tap 3	Tap 4	Tap 5
Tensão rms secundária	1 p.u.	1,045 p.u.	1,095 p.u.	1,15 p.u.	1,21 p.u.
Corrente rms secundária	2,863 p.u.	2,868 p.u.	2,878 p.u.	2,893 p.u.	2,913 p.u.
Potência ativa	2,6 p.u.	2,71 p.u.	2,836 p.u.	2,978 p.u.	3,141 p.u.
Potência reativa	1,2 p.u.	1,283 p.u.	1,376 p.u.	1,483 p.u.	1,605 p.u.
Potência aparente	2,863 p.u.	2,999 p.u.	3,152 p.u.	3,327 p.u.	3,527 p.u.

TABELA III. COEFICIENTES DO MODELO ZIP

Coefficiente	Valor	Coefficiente	Valor
p_1	0,384609	q_1	-6,6903e-7
p_2	0,307714	q_2	0,4999545
p_3	0,307676	q_3	0,5000461

uma carga do tipo potência constante com $FP = 1$, todas com magnitude de 1 p.u cada. Além disso, foi definido o menor nível de tensão fornecida pelo transformador como a condição inicial (1 p.u), que ocorre quando o tap 1 está acionado. Ao se considerar a Fig. 1, esta condição ocorre quando a chave eletrônica S_1 está acionada.

De modo a obter-se a resposta estática da carga, para cada comutação dos taps do transformador tem-se uma espera de dez ciclos da rede, a fim de evitar o efeito transitório da mudança do nível de tensão. Transcorrido esse período, é realizado o cálculo dos valores de tensão secundária, potência ativa e potência reativa durante dois ciclos da rede. Na sequência, os valores calculados são armazenados para posterior obtenção dos coeficientes do modelo ZIP através do método de mínimos quadrados. Após isso, uma nova comutação é habilitada.

A Fig. 3 apresenta os dados da simulação realizada no software PSIM®. A Tabela II sumariza os dados obtidos, indicando os valores de tensão e corrente secundária eficazes, potência ativa, potência reativa e potência aparente para os diferentes taps do transformador. Na Tabela III são apresentados os coeficientes de (3) e (4), obtidos através do método dos mínimos quadrados. Cabe destacar que os valores de P_o e Q_o são os definidos pela condição inicial adotada, ou seja, a condição de Tap 1 acionado.

A partir dos dados da Tabela III é possível verificar que os coeficientes encontrados para (3) e (4) descrevem a composição de carga com significativa acurácia. Isso pode ser verificado na Fig. 4, onde é possível comparar os valores amostrados e as curvas geradas através do modelo ZIP para a potência ativa (P) e para a potência reativa (Q) em função da tensão secundária da rede. Nesta figura também é apresentada a curva que descreve a potência aparente (S) do sistema.

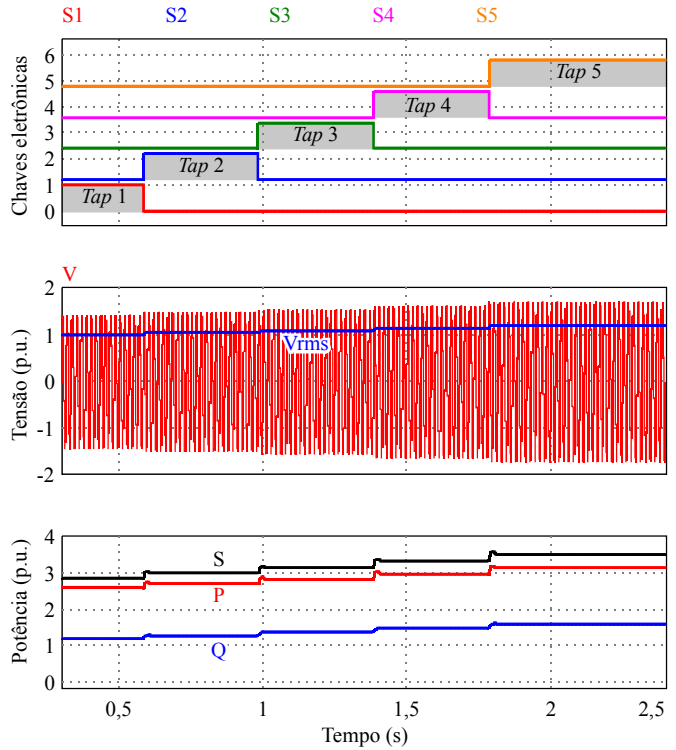


Figura 3. Simulação do identificador de cargas. Superior: estado lógico das chaves (S_1 a S_5). Central: tensão secundária, valor instantâneo (V) e eficaz (V_{rms}). Inferior: Potência ativa (P), potência reativa (Q) e potência aparente (S).

Como se pode perceber, ao se conhecer o comportamento da carga do sistema é possível realizar a avaliação do carregamento do sistema para diferentes níveis de tensão. Esta análise é estendida para a avaliação da corrente do sistema (I_s), como apresentado na Fig. 5, que pode ser descrita em termos da componente relacionada à potência ativa (I_p) e à componente de potência reativa (I_Q).

Com relação ao caso estudado, a partir do modelo ZIP é possível identificar que a maior parcela da potência ativa se deve à componente de potência constante. Porém, o sistema ainda conta com parcelas iguais de impedância constante e corrente constante. Devido a estas duas últimas parcelas, o aumento da tensão da rede resulta em um aumento da potência ativa do sistema, como pode ser identificado na Fig. 4. Ainda, o aumento da tensão da rede não implica aumento da corrente referente à potência ativa (I_p) na carga de tipo corrente constante. Por outro lado, o aumento da tensão reduz a corrente através da carga do tipo potência constante e aumenta a corrente através da carga do tipo impedância constante. Isso resulta em um comportamento quase constante da corrente I_p para variações da tensão, como pode ser verificado na Fig. 5.

Com relação ao modelo ZIP da potência reativa, verifica-se apenas a presença de componentes de corrente constante e impedância constante nos dados da Tabela III. O valor identificado para a potência constante representa erro de cálculo causado por arredondamentos na solução do método de mínimos quadrados. Como pode ser verificado na Fig. 4, o aumento da tensão causa um aumento significativo na potência reativa, cujo efeito é causado principalmente pela componente de impedância

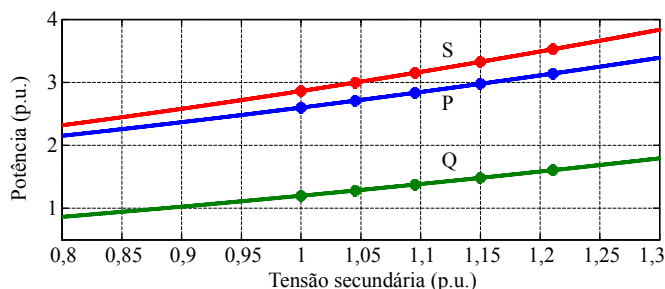


Figura 4. Comparação entre as curvas do modelo ZIP obtido e valores amostrados de potência aparente (S), potência ativa (P) e potência reativa (Q).

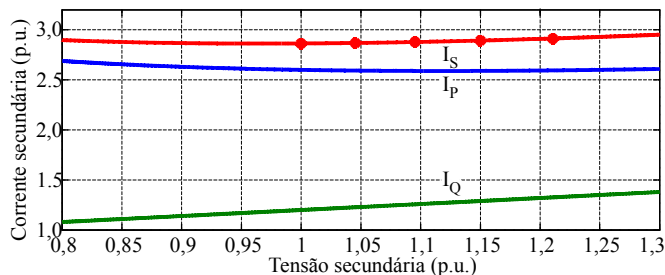


Figura 5. Comparação da corrente eficaz secundária baseada no modelo ZIP e valores amostrados. I_S – corrente referente à potência aparente, I_P – parcela referente à potência ativa, I_Q parcela referente à potência reativa.

constante, que tem um aumento quadrático com a tensão. Ainda, o aumento da tensão causa um aumento proporcional da corrente I_Q , uma vez que apenas a corrente através da carga do tipo impedância constante sofre alteração com a variação da tensão.

Com isso, é possível verificar para o caso estudado que o aumento da tensão não implica aumento significativo da corrente da rede. Além disso, tem-se um aumento significativo tanto da potência ativa quanto reativa com o aumento da tensão. Neste caso, um aumento dos níveis de tensão da rede dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST [7], permitiria um acréscimo no faturamento da concessionária sem um aumento significativo de perdas. Além disso, a redução da tensão permite uma redução do carregamento, porém, não reduz significativamente as perdas.

CONCLUSÕES

O emprego do comutador eletrônico de *taps* com um sistema de comunicação permite a regulação automática e/ou assistida de tensão, dentro dos limites de operação do transformador, diretamente na interface entre a rede primária e secundária da companhia concessionária. O sistema proposto permite ainda, sempre que necessário, obter os parâmetros de carga da rede secundária onde o transformador está instalado. Além disso, oferece uma margem de controle de potência fornecida aos consumidores finais, possibilitando atuação sobre o faturamento, redução de carregamento e controle de perdas do sistema de distribuição.

Logo, o sistema proposto permite melhorar os índices de qualidade de energia fornecida aos consumidores finais e indicadores econômicos da companhia. Estas informações podem ainda ser utilizadas para planejamento de expansão, manutenção e operação da rede elétrica, possibilitando identificar regiões com sobrecarga de energia, regiões com

regulação crítica de tensão e obtenção da característica de carga de uma dada região em qualquer período do dia.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer ao “Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq)”, “Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES)” e “Centrais Elétricas de Carazinho S/A” pelo suporte financeiro.

REFERÊNCIAS

- [1] K. Qian, C. Zhou, M. Allan, Y. Yuan. “Load modeling in distributed generation planning”, in *Proc. Int. Conf. on Sustainable Power Generation and Supply*, pp. 1-6, 2009.
- [2] S. Arnborg, G. Andersson, D. J. Hill, I. A. Hiskens. “On influence of load modeling for undervoltage load shedding studies”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 13, no. 2, Maio 1998.
- [3] E. Handschin, Ch. Dörnemann. “Bus load modeling and forecasting”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 3, no. 2, maio de 1988.
- [4] J. Faiz, B. Siahkolah, *Electronic tap-changer for distribution transformers*. Springer, 2011. p. 184.
- [5] S. M. García, J.C.C. Rodríguez, J. A. Jardini, J. V. López, A. I. Segura, and P. M. M. Cid, “Feasibility of electronic tap-changing stabilizers for medium voltage lines – precedents and new configurations”, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 24, no. 3, pp. 1490–1503, Jul. 2009.
- [6] J. O. Quevedo, J. C. Giacomini, R. C. Beltrame, F. E. Cazakevicius, C. Rech, L. Schuch, T. B. Marchesan, M. de Campos, and P. S. Sausen. “Smart distribution transformer”, in *Proc. IEEE Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, pp. 1046-1053, 2013.
- [7] ANEEL, “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 8”, p. 76, 2016.
- [8] J. O. Quevedo, J. C. Giacomini, R. C. Beltrame, F. E. Cazakevicius, C. Rech, L. Schuch, T. B. Marchesan, M. de Campos, P. S. Sausen, “Transformador de distribuição inteligente”, *Eletrônica de Potência – SOBRAEP*, vol. 19, no. 3, pp. 277–284, 2014.
- [9] N. Hosseinzadeh, S. Mastakov. “Load modeling for medium voltage SWER distribution networks”, *IEEE Australasian Universities Power Engineering Conf. (AUPEC)*, pp. 1-6, 2008.
- [10] J. Hou, Z. Xu, Z. Y. Dong. “Load modeling practice in a smart grid environment”, in *Proc. Int. Conf. on Electric utility deregulation and restructuring and power technologies (DRPT)*, pp. 7-13, 2011.
- [11] E. Vaahedi, M. A. El-Kady, J. A. Libaque-Esaine, V. F. Carvalho. “Load models for large-scale stability studies from end-users consumption”, *IEEE Trans. On Power Systems*, vol. PWRS-2, no. 4, Nov. 1987.
- [12] C. Concordia, S. Ihara. “Load representation in power system stability studies”, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-101, no. 4, Abr. 1982.
- [13] P. Kundur. “Power system stability and control”, McGraw-Hill, p. 1176, 1994.
- [14] IEEE task force on Load Representation for Dynamic Performance. “Load representation for dynamics performance analysis”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 8, no. 2, Maio 1993.
- [15] T. Frantz, T. Gentile, S. Ihara, N. Simons, M. Waldron. “Load Behavior observer in LILCO and RG&E Systems”, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-103, no. 4, Abril 1984.
- [16] F. L. Quilumba, W. J. Lee, H. Huang, D. Y. Wang, R. L. Szabados. “Load model development for next generation appliances”, in *Proc. IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*, pp. 1-7, 2011.
- [17] K. Srinivasan, C. T. Nguyen, Y. Robichaud, A. St. Jaques, G. J. Rogers. “Load response coefficients monitoring system: Theory and field experience”, *IEEE Trans. On Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, no. 8, Ago. 1981.
- [18] K. Srinivasan, Y. Robichaud. “Closed loop load response to random perturbations”, *IEEE Trans. on Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 5, Set/Ago. 1979.
- [19] L. G. Dias, M. E. El-Hawary. “OPF incorporating load models maximizing net revenue”, *IEEE Trans. On Power Systems*, vol. 8, no. 1, pp. 53-59, Fev. 1993.
- [20] IEEE task force on Load Representation for Dynamic Performance. “Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, vol. 10, no. 1, Fev. 1995.