

Melhoria da Operação do Sistema CELESC através de Integração de Informações para Simulação e Análise

F. A. B. Lemos¹, F. Kober¹, A. V. Zampieri¹, L. Bremermann¹, B. Werberich¹, R. Eichelberger²

Abstract— Este artigo apresenta uma solução desenvolvida para suportar as atividades de planejamento e programação da operação do sistema de distribuição da CELESC. A solução proposta e implementada teve como foco auxiliar nas ações de controle de tensão/potência reativa, entretanto, devido ao conjunto de algoritmos computacionais que servem de suporte e integram o sistema, além da integração de várias fontes de informações, é permitida uma grande variedade de estudos de simulação e análise estática. O sistema foi validado exaustivamente sobre um sistema piloto, e atualmente encontra-se implantado em 5 regionais da CELESC, onde vem sendo utilizado para os mais diversos estudos, tais como alocação/ajustes de reguladores de tensão, readequação de TAPs em TDs, manobras, ligação de novas cargas e análise de circuitos monofásicos. No final do artigo apresenta-se uma síntese com os ganhos obtidos com a utilização do sistema

Palavras chaves – Coordenação de tensão-potência reativa, Controle Volt/Var, DMS, Operação da distribuição.

I. INTRODUÇÃO

A evolução tecnológica dos equipamentos, a necessidade de um fornecimento com qualidade e continuidade, os aspectos regulatórios e a busca por uma operação segura e econômica têm levado as concessionárias a investirem na automação de suas redes. A automação resulta no aumento das opções de operação e na complexidade da rede, bem como disponibiliza um maior número de informações.

Dessa forma, o controle de tensão e reativos e as ações de manobra sobre a rede passam a ser candidatas naturais como opções de melhoria da segurança da operação e desempenho do sistema de distribuição.

Partindo desta premissa, o projeto SICOTEN “Sistema de Coordenação de Ações de Controle de Tensão em Alimentadores de Distribuição”, código ANEEL 0395-029/2004, conhecido pela sigla SICOTEN, foi apresentado no ciclo 2003/2004 da CELESC e concluído em abril de 2008.

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisas Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica regulado pela ANEEL entre a CELESC S.A. e o Grupo de Sistemas de Energia Elétrica – GSEE da PUC-RS e consta dos Anais do V Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica (V CITENEL), realizado em Belém/PA, no período de 22 a 24 de junho de 2009.

¹ - F. A. B. Lemos, F. Kober, A. V. Zampieri, L. Bremerman e B. Werberich são pesquisadores do Grupo de Sistemas de Energia Elétrica – GSEE da PUCRS – Porto Alegre - RS (e-mail: flavio.lemos@ieee.org, kober@ee.pucrs.br, zampieri@ee.pucrs.br)

² R. Eichelberger é engenheiro do DPOP/DVOD da CELESC – Florianópolis – SC (e-mail: rafaele@celesc.com.br).

A idéia central do projeto foi desenvolver um sistema de suporte à decisão para auxiliar a programação da operação da CELESC no controle do perfil horário de tensão da sua rede de média tensão, permitindo realizar simulações e análises estáticas de ações de controle de tensão/potência reativa, chamado de controle Volt/var. O software desenvolvido, chamado de SICOTEN, consiste de um sistema orientado a objetos, construído a partir da plataforma PSL® DMS, que permite a edição e exibição das redes de média tensão da CELESC em uma base de coordenadas geo-referenciadas, recuperação do modelo topológico da rede utilizando a base dados da operação, monitoração de indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão (resolução ANEEL 505/2001) e indicação das ações para a coordenação dos dispositivos de controle de tensão disponíveis nos alimentadores e na subestação, que atenda, conforme o objetivo, às variações diárias de demanda.

A metodologia desenvolvida para realizar a coordenação Volt/var está baseada em uma cascata de controladores fuzzy do tipo Mamdani combinada com ferramentas de configuração e fluxo de potência para redes de distribuição, sendo uma extensão dos métodos desenvolvidos em [1] e [2].

O sistema foi inicialmente implantado e validado na Divisão de Operação da Distribuição – DVOD do Departamento de Operação do Sistema Elétrico – DPOP, na sede da CELESC em Florianópolis, juntamente com as Agências Regionais de Joinville, Blumenau e Joaçaba. Nesta fase foi decisiva essa parceria, pois as Agências também disponibilizaram a instalação de medidores (tensão, corrente e potências ativa e reativa) junto à rede para avaliar os resultados das simulações com os obtidos em campo. Atualmente o sistema encontra-se instalado e operando plenamente em 5 Agências Regionais da CELESC, esperando-se que em 2009 todas as unidades regionais passem a contar efetivamente com o sistema.

II. CONTROLE DE TENSÃO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

A prática usual de estudos de controle de tensão/potência reativa nas empresas de energia elétrica é baseada em estudos off-line de previsão de carga (patamares) e ajustes de parâmetros locais de controladores, os quais utilizam referências fixas e pré-estabelecidas. Este tipo de abordagem off-line não garante um controle efetivo em termos de operação econômica e segura nas condições normais diárias, bem como em situações de emergência. Nesta última

situação, dada as características de não previsibilidade, pode ser necessário operar o sistema dentro de uma banda de tensão que permita o fornecimento de energia para o máximo número de consumidores, sem que isto implique em comprometer a segurança do sistema. Além disso, com o incremento de geração distribuída e microgrids, o controle de tensão efetivo sobre a rede deverá dispor de estratégias que levem em conta as contribuições destas fontes e formas de atuar, em tempo de operação, nas suas contribuições para regulação de tensão do sistema [3].

A existência de um controle hierárquico na distribuição será tanto mais efetivo quanto for o nível de automação presente no sistema. Portanto, é necessário levar em conta o princípio de que a empresa dispõe de um centro de operação centralizado ou de centros de operação descentralizados com delegação de executar ações de controle sobre a rede, mas que atuem de forma coordenada com um centro de controle global [3].

A Figura 1 apresenta uma hierarquia típica de controle de uma empresa, baseada no conceito de camadas [4].

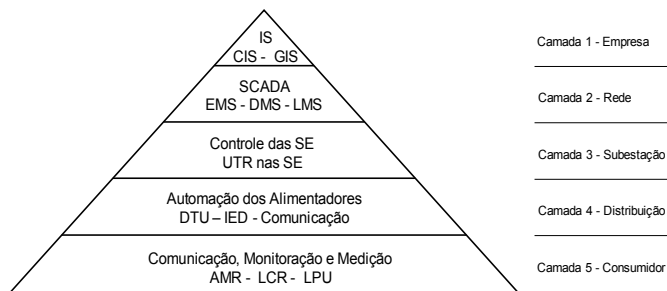


Figura 1 – Hierarquia típica de controle de uma empresa [4].

Um sistema Volt/var centralizado deve proporcionar ações coordenadas dos equipamentos, de forma a atender aos seguintes requisitos [5]:

- Possibilidade de implementar diferentes funções objetivo, levando em conta o tipo de operação desejada;
- Remover violações de tensão do sistema;
- Diminuir o fluxo de reativos;
- Manter os níveis de potência reativa e perfil de tensão do sistema para uma operação econômica.

Para exemplificar o problema de coordenação de tensão em sistemas de distribuição, considere a Figura 2, na qual é representado um alimentador típico de média tensão.

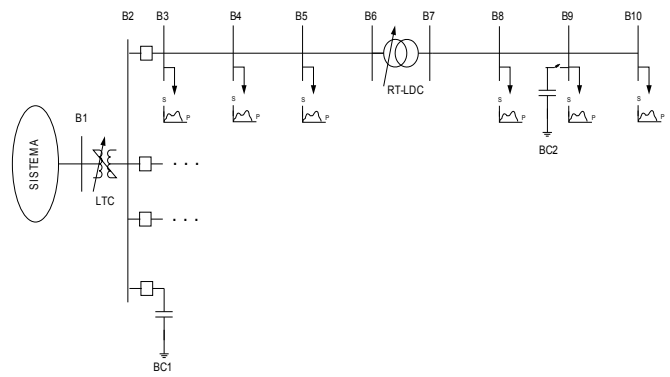


Figura 2 – Rede de média tensão típica

Suponha que nesta rede encontra-se um sistema de controle de tensão/potência reativa típico de um sistema de distribuição, representado por um alimentador. Na subestação estão disponíveis para realizar o controle Volt/var o LTC e um banco de capacitores, e ao longo do alimentador um regulador de tensão, do tipo LDC e um banco de capacitores. A demanda de cada barra é representada pela respectiva curva de carga de 24 horas, de forma a permitir capturar o comportamento horário da demanda e estabelecer a melhor estratégia de controle que satisfaça às condições de operação.

O problema consiste em determinar, de forma coordenada, os ajustes para os taps dos transformadores e reguladores de tensão e a potência dos bancos de capacitores, da subestação e do alimentador, que deve ser conectada, levando em conta a curva de carga diária de cada ponto de carga, a fim de eliminar possíveis sub e sobretensões.

III. DESENVOLVIMENTO DA PESQUISA

O projeto inicialmente proposto tinha como objetivo auxiliar nas ações de controle de tensão/potência reativa, entretanto, devido ao conjunto de algoritmos computacionais que servem de suporte e integram o sistema, além da integração de várias fontes de informações, é permitida uma grande variedade de estudos de simulação e análise estática. O sistema foi validado exaustivamente sobre um sistema piloto, e atualmente encontra-se implantado em 5 regionais da CELESC, onde vem sendo utilizado para os mais diversos estudos, tais como alocação/ajustes de reguladores de tensão, readequação de TAPs em TDs, manobras, ligação de novas cargas e análise de circuitos monofásicos. As próximas seções descrevem o desenvolvimento do projeto com foco na sua utilização para coordenação de tensão em alimentadores.

A. Uma Visão da Literatura

De acordo com a referência [5] o controle Volt/var é uma das funções mais importantes e vitais de um moderno DMS (Distribution Management System) [4]. Entre as referências que abordam este tema, podem ser citadas [5] e [6], as quais apresentam aspectos teóricos e práticos de automação e discutem a implementação de algoritmos de controle Volt/var como funções de modernos DMS. Em [7] são

relatados e discutidos aspectos técnicos e de efetividade da implantação de um sistema de controle Volt/var a um sistema piloto. A maior parte dos trabalhos enfoca o problema de forma isolada (coordenação de reguladores, coordenação de banco de capacitores) ou de blocos de dispositivos (reliador - banco de capacitores ou LTC – reliador ou LTC – banco de capacitores).

Em [8] o problema de controle de tensão/potência reativa é investigado. Uma abordagem baseada em programação dinâmica é apresentada para realizar o despacho dos bancos e capacitores e ajustar o tap do LTC da subestação de distribuição, utilizando a previsão horária da carga do transformador e a sua tensão primária, tal que o fluxo de potência reativa através do transformador, e os desvios da tensão secundária possam ser minimizados. Restrições em relação aos limites das tensões de operação, primária e secundária, e limites máximos de chaveamento são considerados para o LTC.

A referência [9] discute o controle de tensão em redes de distribuição chamadas de redes ativas. Fatores como o incremento do carregamento e a presença e aumento de geradores distribuídos contribuem para ampliar os problemas de controle de tensão em regime permanente. Alguns autores [10], [11] e [12] propõem a utilização de sistemas especialistas ou sistemas baseados em conhecimento, para abordar o problema do controle de tensão em sistemas de distribuição.

Um método baseado em uma rede neural artificial em conjunto com programação dinâmica para despacho de bancos de capacitores é apresentado na referência [13].

Outra classe de algoritmos de otimização de ações de controle é baseada em computação evolucionária, onde entre os mais representativos estão incluídos os que utilizam lógica fuzzy (Fuzzy Logic) descritos nas referências [14], [15], [16], [2], [1], [17], [18], [19] e [20], enxame de partículas (Particle Swarm Optimization – PSO) [21], [22] e EPSO (Evolutionary Particle Swarm Optimization) [23], [24] e [25].

Alguns poucos trabalhos fazem análise incluindo os dispositivos de controle Volt/var integrados, e mesmo assim apresentam o problema de forma desacoplada. Nos últimos anos começou a ser explorada a utilização de sistemas baseados em lógica fuzzy para abordar problemas em diversas áreas em sistemas de energia [26]. A metodologia de controle Volt/var desenvolvida para este projeto é baseada nas referências [1] e [2] e utiliza o conceito de controle fuzzy representado através de uma cascata de controladores de Mamdani. O ajuste, dos equipamentos de controle de tensão e geração de reativos, é executado para que o sistema opere dentro da faixa de tensão pré-determinada pela legislação, ou na impossibilidade de atender esta faixa, apresenta ao analista ou operador a coordenação que submete a maioria das tensões nodais o mais próximo possível do intervalo de tensão pré-estabelecido, de forma a preservar a segurança operativa da rede.

B. Visão do Sistema e Integração com as Bases de Dados

O sistema utiliza o padrão XML (eXtensible Markup

Language) [27] para intercâmbio de informações com as diversas bases de dados da empresa. A extração dos dados elétricos e topológicos da base de dados da rede de distribuição é realizada com o auxílio de uma ferramenta especial, onde o usuário estabelece conexão à base de dados geo-referenciada e, através de uma interface específica, seleciona as subestações e alimentadores em que deseja realizar o estudo. O programa executa as consultas necessárias ao banco de dados e converte a informação resultante na estrutura XML descritiva da rede, a qual é carregada e exibida na interface do sistema. A 3 mostra o fluxo de dados do processo de extração de dados e a interface de seleção das subestações e alimentadores.

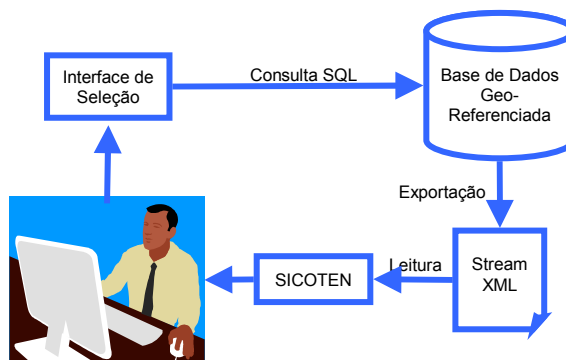


Figura 3 – Fluxo do processo de extração de dados.

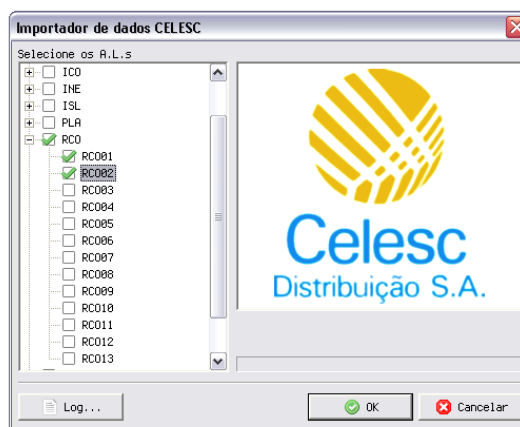


Figura 4 – Interface de seleção de subestações e alimentadores

Interface Gráfica de Visualização

O sistema possui visualização e navegação gráfica geo-referenciada, o que facilita a interpretação dos resultados gerados, em especial, o estado elétrico da rede. Dispõe ainda de recursos comuns a ambientes CAD (Computer Aided Design) para auxílio ao desenho e à edição das redes elétricas, o que possibilita criação de casos hipotéticos para simulações e estudos, bem como, auxílio à atividade de planejamento de expansão das redes elétricas. A mostra o diagrama georeferenciado de uma rede real.

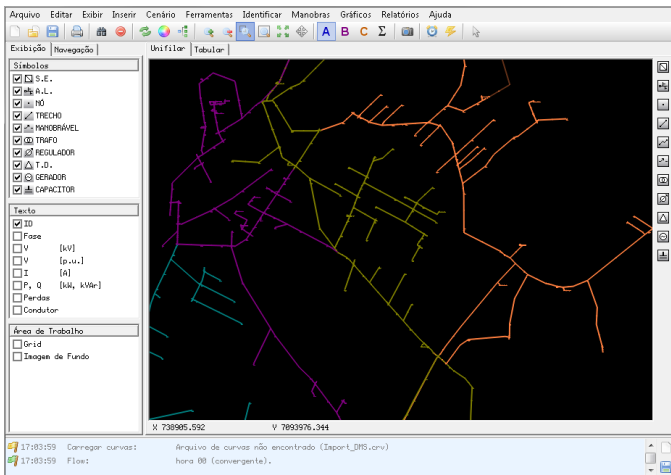


Figura 5 – Rede geo-referenciada no modo exibição

Fluxo de Potência e Configurador

Dois ferramentas fundamentais que compõe este sistema são o fluxo de potência e o configurador. De acordo com [27] e [28], os métodos eficientes para a solução do fluxo de potência em sistemas de distribuição radiais são divididos em duas categorias [29]:

- Métodos de varredura direta e inversa;
- Métodos baseados na matriz impedância nodal implícita.

Os métodos de varredura direta e inversa são recomendados, principalmente, para sistemas radiais, mas podem ser adaptados para sistemas fracamente malhados. O software utiliza um algoritmo baseado no método de Soma de Potências [30], o qual apresenta bons resultados no sentido da precisão das soluções, tempo de cálculo, fechamento de malhas e inclusão de geração distribuída. Para a configuração é utilizado o algoritmo de visita aos vértices [31].

Monitoramento do Estado da Rede

Além de exibir o estado da rede com informações textuais sobre o diagrama geo-referenciado, o software permite ao usuário definir um código de cores em função do estado elétrico dos elementos da rede. Tal código permite a rápida identificação de elementos que estejam com valores críticos ou violados de tensão e/ou carregamento em relação aos seus limites. A 6 exibe a janela de definição do código de cores e a 7 mostra um trecho de rede onde o código de cores foi aplicado.

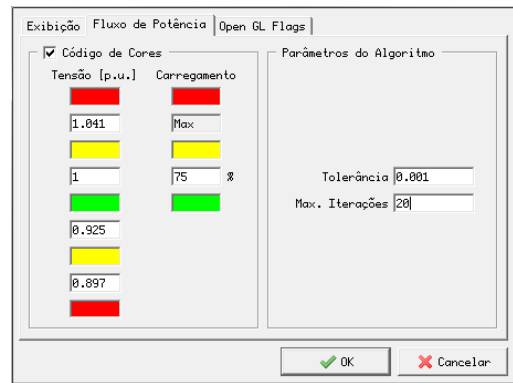


Figura 6 – Janela de definição do código de cores.

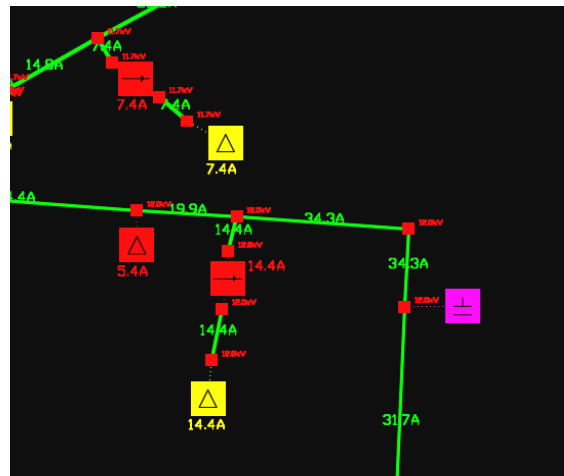


Figura 7 – Código de cores aplicado à rede.

Limites de tensão [pu]: Superior 1.05 Inferior 0.95 Max. Iterações 20

Executar Imprimir

Relatório de Coordenação de Tensão

Celesc

Relatório de Ajustes de Equipamentos

Hora	Subestação	Alimentador	Equipamento	Antes	Depois
0	SFS	Todos	Barramento SFS	13.800	14.490
1	SFS	Todos	Barramento SFS	13.800	14.490
2	SFS	Todos	Barramento SFS	13.800	14.490
3	SFS	Todos	Barramento SFS	13.800	14.490
4	SFS	Todos	Barramento SFS	13.800	14.490
5	SFS	Todos	Barramento SFS	13.800	14.490
6	SFS	Todos	Barramento SFS	13.800	14.490
7	SFS	Todos	Barramento SFS	13.800	14.490
8	SFS	Todos	Barramento SFS	13.800	14.490
9	SFS	Todos	Barramento SFS	13.800	14.490
10	SFS	Todos	Barramento SFS	13.800	14.490
11	SFS	Todos	Barramento SFS	13.800	14.490
12	SFS	Todos	Barramento SFS	13.800	14.490
13	SFS	Todos	Barramento SFS	13.800	14.490

Figura 8 - Relatório de Coordenação de Tensão

C. Metodologia de Controle Volt/var Desenvolvida

A metodologia implementada foi desenvolvida na referência [32] [33] e está baseada na teoria de controle fuzzy combinada com ferramentas de configuração e fluxo de potência para redes de distribuição, sendo uma extensão dos métodos desenvolvidos nas referências [1] e [2].

A Figura 9 mostra o fluxograma da metodologia desenvolvida para o controle Volt/var, baseada na referência [32].

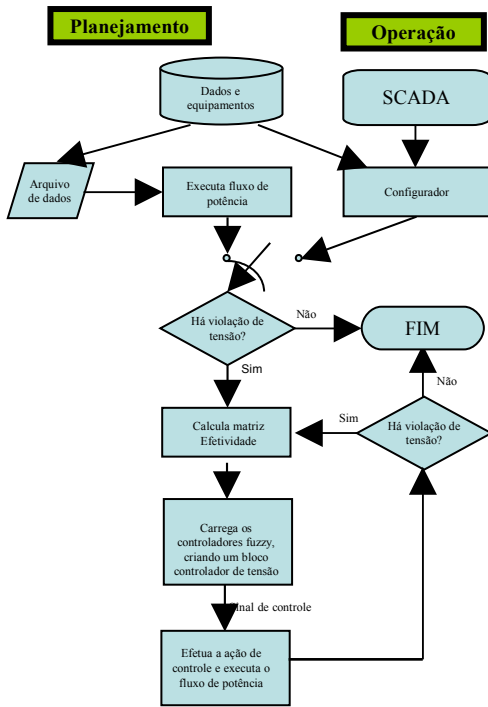


Figura 9 – Fluxograma da metodologia proposta

Após a identificação de violação de tensão é construída uma Matriz Efetividade. Esta representa quanto o equipamento de controle de tensão é efetivo na variação da tensão nodal da rede de distribuição, ou seja, é calculada uma média dos desvios de tensão em função da variação da posição do dispositivo de controle. Baseada nessa matriz, a metodologia identifica qual dispositivo de controle é mais efetivo para o nó de pior violação de tensão. O programa irá corrigir a pior violação de tensão e, conseqüentemente, em outros nós que também são, de maneira menos eficaz, atingidos pelas mudanças efetuadas em determinado dispositivo de controle. Isto significa que, para uma dada ação de controle, não apenas o nó diretamente em questão será afetado, mas também outros nós que apresentam sensibilidade à ação de controle executada. É possível que uma ação efetuada em determinado nó tenha como consequência uma violação de tensão em outro nó da rede que em princípio não tinha problema de violação de tensão, mas provavelmente estava a beira da violação. Neste caso, esse nó irá entrar para o conjunto de nós com violação de tensão na próxima iteração do algoritmo, ou seja, o algoritmo só pára quando todas as tensões estiverem dentro do intervalo adequado e pré-estabelecido de operação, ou

então, quando não houver mais margem de regulação para efetuar ações de controle.

O Módulo SICOTEN foi testado na DPOP/DVOD da CELESC em Florianópolis, e encontra-se operando no modo planejamento.

O Módulo SICOTEN pode também ser executado no modo operação, se for disponibilizada uma infraestrutura de comunicação e automação para a operação da rede de distribuição. Nesta situação, os dados para configurar a rede e os parâmetros dos dispositivos de controle são obtidos através do sistema SCADA. Após a modelagem da rede e execução da metodologia, os valores dos parâmetros (potência dos bancos de capacitores, geração de reativo e tap dos LTC e reguladores de tensão) podem ser enviados para os equipamentos via sistema SCADA. Devido a disponibilidade e custo das novas tecnologias, as opções de automação de coleta e envio de informações podem ser realizadas através de GPRS, fibra ótica, PLC entre outros.

Para ilustrar a metodologia foi selecionado um alimentador com 672 nós, 577 trechos, 198 transformadores de distribuição (MT/BT), 3 reguladores de tensão e 2 bancos de capacitores. Foi aplicada sobre este alimentador uma curva de carga de 24 horas, discretizada de hora em hora.

A Figura 10 mostra o alimentador selecionado no ambiente PSL[®]DMS e a janela mostrando o perfil horário da tensão em um nó selecionado.

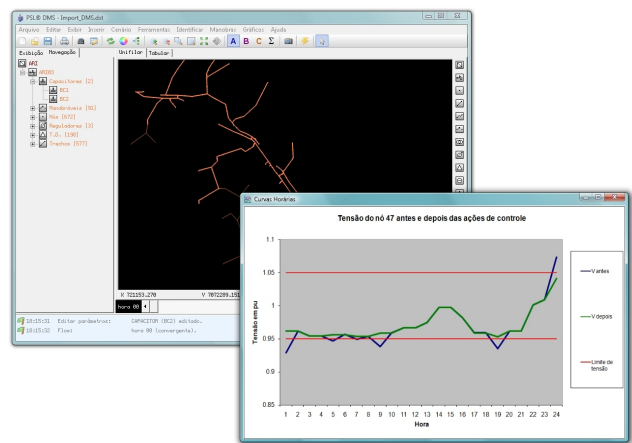


Figura 10 – Tela do aplicativo PSL[®]DMS com janela do perfil de tensão do nó selecionado

A Figura 11 mostra de forma ampliada a curva de perfil de tensão horária no nó 47.

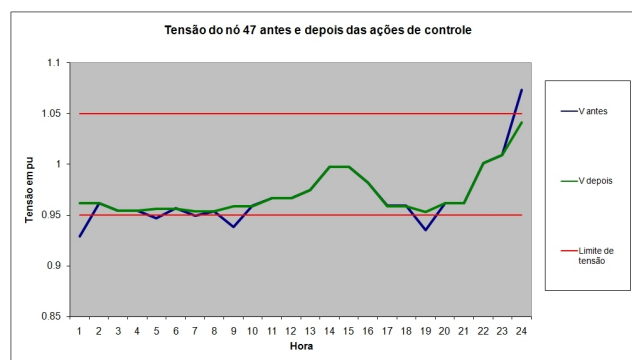


Figura 11 - Perfil de tensão do nó selecionado.

A Figura 12 apresenta o perfil de tensão na forma de gráfico de barras para uma variação horária do carregamento da rede. Pode-se notar que antes da aplicação da metodologia existiam 6 violações de tensão, 5 no limite inferior e 1 no limite superior. Para este caso, o controle dos reguladores de tensão era local e os bancos de capacitores estavam desligados. Após a aplicação da metodologia as violações foram eliminadas pela atuação coordenada dos reguladores de tensão de forma centralizada.

Comportamento dos dispositivos de controle										
Horas	RAT nº 5		BC nº 11 em kvar		RAT nº 16		BC nº 31 em kvar		RAT nº 37	
	Antes	Depois	Antes	Depois	Antes	Depois	Antes	Depois	Antes	Depois
1	1,0000	1,0312	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0000	1,0000
2	1,0312	1,0312	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0000	1,0000
3	1,0312	1,0312	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0000	1,0000
4	1,0312	1,0312	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0000	1,0000
5	1,0312	1,0405	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0000	1,0000
6	1,0405	1,0405	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0000	1,0000
7	1,0405	1,0448	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0000	1,0000
8	1,0448	1,0448	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0000	1,0000
9	1,0448	1,0500	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0000	1,0157
10	1,0500	1,0500	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0157	1,0157
11	1,0500	1,0500	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0157	1,0157
12	1,0500	1,0500	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0157	1,0157
13	1,0500	1,0500	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0157	1,0157
14	1,0500	1,0500	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0157	1,0157
15	1,0500	1,0500	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0157	1,0157
16	1,0500	1,0500	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0157	1,0157
17	1,0500	1,0500	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0157	1,0157
18	1,0500	1,0500	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0157	1,0157
19	1,0500	1,0500	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0157	1,0351
20	1,0500	1,0500	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0351	1,0351
21	1,0500	1,0500	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0351	1,0351
22	1,0500	1,0500	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0351	1,0351
23	1,0500	1,0500	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0351	1,0351
24	1,0500	1,0188	0,0	0,0	1,0	1,0	0,0	0,0	1,0351	1,0351

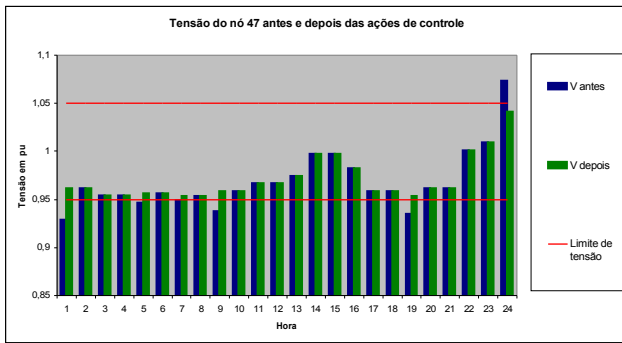


Figura 12 – Gráfico de barras do nó selecionado para uma variação horária de carregamento

Pode-se notar na Tabela I a seqüência de atuação e os valores dos tap dos reguladores para a correção das violações de tensão. É importante observar que somente atuaram os reguladores localizados no início e no final do alimentador, permanecendo o regulador de tensão intermediário em um ajuste adequado para atender o objetivo de colocar a tensão dentro dos limites.

Tabela I – Seqüência de atuação dos dispositivos de controle.

No perfil de tensão mostrado na Figura 13, os bancos de capacitores foram colocados no modo automático, tal que agora passam a fazer parte de forma conjunta com os reguladores de tensão do controle volt/var. Pode-se notar que para esta situação, há uma melhoria no perfil de tensão do alimentador pela injeção de potência reativa na rede. A Figura 13 mostra 5 violações de tensão, sendo 4 no limite inferior e uma no limite superior. Esta diminuição no número de violações se deu pela injeção de potência reativa na rede através dos bancos de capacitores.

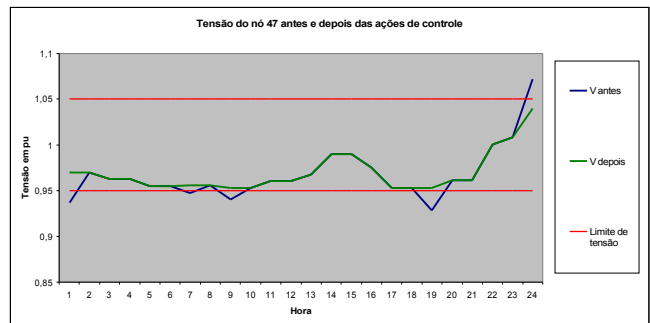


Figura 13 - Perfil de tensão do nó selecionado.

A Figura 14 apresenta o perfil de tensão na forma de gráfico de barras para uma variação horária do carregamento da rede.

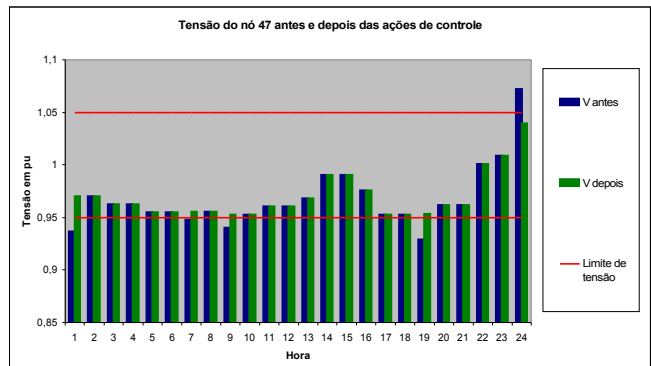


Figura 14 - Gráfico de barras do nó selecionado para uma variação horária de carregamento

Comparando-se a Figura 13 com a Figura 11 pode-se observar que aparentemente o perfil de tensão, quando não

há entrada dos bancos de capacitores, está melhor. O que ocorre é que, no caso do perfil de tensão representado na Figura 13, a tensão se mantém nos limites estabelecidos durante um maior tempo se comparado ao primeiro caso, mostrado na Figura 11. Também se pode verificar através das tabelas I e II que para o segundo caso ocorreram 4 mudanças de tap no regulador do nó 5, enquanto que no primeiro ocorreram 5 mudanças de tap no regulador do nó 5. Isto também ocorreu para o regulador do nó 37, que no primeiro caso modificou a posição do tap 3 vezes enquanto que no segundo apenas 2 vezes foram necessárias.

Tabela II – Seqüência de atuação dos dispositivos de controle.

Comportamento dos dispositivos de controle											
Horas	RAT no 5		BC no 11 em kvar		RAT no 16		BC no 31 em kvar		RAT no 37		
	Antes	Depois	Antes	Depois	Antes	Depois	Antes	Depois	Antes	Depois	
1	1.0301	1.0301	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0000	
2	1.0301	1.0301	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0000	
3	1.0301	1.0301	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0000	
4	1.0301	1.0301	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0000	
5	1.0301	1.0301	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0000	
6	1.0301	1.0301	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0000	
7	1.0301	1.0301	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0000	
8	1.0448	1.0448	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0000	
9	1.0448	1.0500	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0000	
10	1.0500	1.0500	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0000	
11	1.0500	1.0500	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0000	
12	1.0500	1.0500	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0000	
13	1.0500	1.0500	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0000	
14	1.0500	1.0500	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0000	
15	1.0500	1.0500	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0000	
16	1.0500	1.0500	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0000	
17	1.0500	1.0500	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0000	
18	1.0500	1.0500	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0000	
19	1.0500	1.0500	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0000	1.0255	
20	1.0500	1.0500	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0255	1.0255	
21	1.0500	1.0500	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0255	1.0255	
22	1.0500	1.0500	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0255	1.0255	
23	1.0500	1.0500	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0255	1.0255	
24	1.0500	1.0188	900.0	900.0	1.0	1.0	900.0	900.0	1.0255	1.0255	

Pelo exemplo apresentado anteriormente, pode-se verificar a efetividade da metodologia implementada na coordenação dos equipamentos de controle disponíveis na rede para efetuar o controle de tensão. As ações coordenadas permitem eliminar as violações e melhorar o perfil de tensão e do alimentador, atendendo a Resolução da ANEEL sobre Conformidade de Tensão [34], além de diminuir o número de atuação do tap dos reguladores de tensão e chaveamento dos bancos de capacitores.

IV. BENEFÍCIOS DO PROJETO

Para gerenciar a rede de distribuição primária da CELESC e realizar simulações, é utilizada na empresa uma ferramenta desenvolvida em ambiente de programação Oracle Forms. Este sistema possui algumas simplificações e limitações, tais como: algoritmo de fluxo de potência aproximado; cálculos apenas para redes trifásicas equilibradas, não permitindo a inclusão de geração distribuída e circuitos em anel. Devido à interface deste sistema ser alfanumérica, a realização de simulações, manobras e a interpretação dos resultados tornam-se uma tarefa não-trivial. A inserção dos dados cadastrais (topologia, dados elétricos, etc.) no sistema é uma tarefa trabalhosa, que demanda atenção e tempo.

Os estudos nos alimentadores de distribuição são realizados de forma descentralizada, sendo que em cada Agência Regional (atualmente 16) existem responsáveis pelo cadastro, atualização e simulação das respectivas redes. Dependendo da quantidade de alimentadores, cada Agência Regional possui um ou mais responsáveis pelos estudos, envolvendo mais do que 20 profissionais em toda CELESC.

Para um alimentador ser atualizado no sistema há

necessidade de se consultar diversos sistemas corporativos, e atualizar manualmente as informações da rede: distância e cabos de trechos, potência distribuída e concentrada nos trechos, potência dos equipamentos, valores de demanda dos consumidores horosazonais, consulta aos dados históricos de medição, dentre outros. Essa tarefa, dependendo do caso, pode variar de algumas horas até dias.

Sabendo-se que devem ser realizados, no mínimo, dois estudos relativos a cada alimentador, devido a necessidade de consideração do cenário de carregamento máximo e mínimo a cada ano, pode-se ter uma idéia do tempo envolvido nesta tarefa. Além disso, estudo como viabilidade técnica para ligação de novas cargas, estudos de manobras e transferências de carga, determinação de tap, ajuste e alocação de equipamentos especiais (reguladores de tensão e capacitores, dentre outros) também necessitam de utilizar este sistema.

A incorporação do SICOTEN no ambiente do PSL[®]DMS permitiu expandir os ganhos da CELESC na utilização deste sistema para executar as tarefas descritas anteriormente.

Com a utilização do PSL[®]DMS-SICOTEN a preparação do alimentador a ser estudado é bem mais simplificada, pois os dados da topologia e cadastro de equipamentos são obtidos automaticamente do cadastro geo-referenciado da CELESC. Sendo assim não há a necessidade de recadastro da rede em outra base de dados independente, economizando-se um precioso tempo que pode ser dedicado a análise da rede. Os dados históricos de medições e valores de demanda também são obtidos de forma automática pelo ambiente PSL[®] DMS. É importante ressaltar que o método de apropriação de carga deste sistema é mais sofisticado, pois é baseado em curvas típicas, sendo que no outro sistema é aplicado um fator de demanda e fator de potência para todos transformadores de distribuição (TDs).

Aos poucos o sistema atual está sendo migrado para a nova plataforma e difundido para as agências regionais. Apresenta-se a seguir exemplos de utilização em algumas agências regionais. A agência de Blumenau e de Rio do Sul utilizam para auxílio na tomada de decisão na alocação/ajustes de reguladores de tensão, readequação de TAPs em TDs, manobras e simulações em geral. A agência de Joaçaba utiliza para análise de ligação de novas cargas e análise de circuitos monofásicos. A regional de Joinville utiliza para ligação de novas cargas, manobras e readequação de TAPs. As agências de Florianópolis e Jaraguá do Sul estão iniciando estudos de planejamento de curto prazo com a ferramenta, julgando ser praticamente inviável com a utilização do atual sistema. A área que presta suporte e fica localizada na Administração Central da CELESC realiza alguns estudos específicos de ligação de novas cargas, manobras, ajustes de reguladores de tensão, etc., onde inclusive foram realizados estudos de algumas redes que foram afetadas pelas chuvas, enchentes e desmoronamentos no final de 2008.

V. CONCLUSÕES

A utilização de metodologias e plataformas computacionais para melhoria da segurança de operação de

sistemas de distribuição está se tornando cada vez mais indispensável nas modernas empresas de energia elétrica. Este artigo apresentou um caso de sucesso de pesquisa e desenvolvimento de uma metodologia integrada a um ambiente computacional que foi implantada e está em utilização na CELESC, com potencialidades futuras de expansão para agregar novas funcionalidades.

A seção de benefícios descreve de forma conclusiva os avanços que a solução proposta proporcionou à área de operação da CELESC. Com a utilização do sistema atual o profissional responsável pela simulação e análise de cenários de operação leva apenas alguns minutos para ter um ou mais alimentadores na tela de seu computador pronto para iniciar os trabalhos. Com a implantação, a CELESC vislumbra um grande ganho com relação à redução do tempo para a realização de um trabalho que é obrigatório e muito importante para se conhecer as condições operacionais de todos os alimentadores da empresa, que atualmente aproximam-se de 700, a medida que aumentam os pedidos de novas cargas e são necessários estudos de novos esquemas de controle de tensão/potência reativa para garantir uma operação segura e econômica. Com isso será possível realocar esses profissionais ou repassar a eles outras tarefas e também melhorar a qualidade dos estudos.

VI. AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer a CELESC Distribuição S.A. pelo suporte financeiro ao desenvolvimento deste trabalho através do seu Programa de P&D ANEEL, bem como o entusiasmo e confiança dos Engenheiros Ricardo Haus Guembarovski e Renato Borba Rolim. Ao Prof. Dr. Alessandro Manzoni, do Departamento de Engenharia Elétrica da UFRJ, por sua participação no projeto durante o tempo em que foi professor e pesquisador do GSEE-PUCRS, bem como pelo acompanhamento e discussões após a sua transferência para a UFRJ. Também foi fundamental o auxílio de Rodrigo Luiz Duarte para a implantação do projeto junto ao setor de informática. A Powersyslab pela permissão de uso da plataforma PSL® DMS.

VII. REFERÊNCIAS

- [1] V. Miranda and P. Calisto, "A Fuzzy Inference System to Voltage/var Control in DMS – Distribution Management System," *14th PSCC – Power System Computation Conference, Sevilla, 2002*.
- [2] V. Miranda, A. Moreira and J. Pereira, "An Improved Fuzzy Inference System for Voltage/var Control," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, Issue 4, pp. 2013-2020, 2007*.
- [3] F. A. B. Lemos, A. V. Zampieri, F. Kober, B. Werberich, L. Bremermann, D. P. Correa and R. Eichelberger, "Simulação e Análise de Ações de Controle Volt/ var no Sistema CELESC para Suporte da Programação da Operação," *XVIII SENDI – Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, Olinda, Brasil, 2008.(em CD)*
- [4] J. N. Green and R. Wilson, "Control and Automation on Electrical Power Distribution Systems," *Ed. CRC, 2007*.
- [5] I. Roytelman, B. K. Wee, R. L. Lugtu, "Volt/var Control Algorithm for Modern Distribution Management System," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, Issue 3, pp. 1454-1460, 1995*.
- [6] I. Roytelman and S. M. Shahidepour, "Practical Aspects of Distribution Automation in Normal and Emergency Conditions," *IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, Issue 4, pp. 2002-2008, 1993*.
- [7] I. Roytelman, B. K. Wee, R. L. Lugtu, T. M. Kulas and T. Brossart, "Pilot Project to Estimate the Centralized Volt/var Control Effectiveness," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, Issue 3, pp. 864-869, 1998*.
- [8] F. -C. Lu and Y. -Y. Hsu, "Reactive Power/Voltage Control in a Distribution Substation using Dynamic Programming," *IEEE Proceedings Generation Transmission and Distribution, Vol. 142, Issue 6, pp. 639-645, 1995*.
- [9] R. O'Gorman and M. A. Redfern, "Voltage Control Problems on Modern Distribution Systems," *IEEE Power Engineering Society General Meeting, Vol. 01, pp. 662-667, 2004*.
- [10] M. M. A. Salama and A. Y. Chikhani, "An Expert System for Reactive Power Control of a Distribution System. I: System Configuration," *IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 7, Issue 2, pp. 940-945, 1992*.
- [11] J. R. P-R. Laframboise, G. Ferland and A. Y. Chikhani, "An Expert System for Reactive Power Control of Distribution System Part 2: System Implementation," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, Issue 3, pp. 1433-1441, 1995*.
- [12] T. L. Le and M. Negnevitsky, "Expert System Application for Voltage and Var Control in Power Transmission and Distribution Systems," *IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, Issue 3, pp. 1392-1397, 1997*.
- [13] Y-Y. Hsu and C-C. Yang, "A Hybrid Artificial Neural Network-Dynamic Programming Approach for Feeder Capacitor Scheduling," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, Issue 2, pp. 1069-1075, 1994*.
- [14] R-H. Liang and Y-S. Wang, "Fuzzy-Based Reactive Power and Voltage Control in a Distribution System," *IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, Issue 2, pp. 610-618, 2003*.
- [15] G. Ramakrishna and N. D. Rao, "Implementation of Fuzzy Logic Scheme for Q/V in Distribution Systems," *IEEE Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, Vol. 2, pp. 1316-1321, 1999*.
- [16] G. Ramakrishna and N. D. Rao, "Fuzzy Inference System to assist the operator in Reactive Power Control in Distribution Systems," *IEEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution, Vol. 145, Issue: 2, pp. 133-138, 1998*.
- [17] P. Ya. Ekel, L. D. B. Terra, M. F. D. Junges, F. J. A. de Oliveira, A. Melek and T. Y. Taguti, "Fuzzy Logic in Voltage and Reactive Power Control in Regulated and Deregulated Environments," *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Vol. 1, pp. 85-90, 2001*.
- [18] A. Rahideh and M. H. Shaheed, "Hybrid Fuzzy-PID-Based Control of a Twin Rotor MIMO System," *32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics, pp.48-53, 2006*.
- [19] R. Yokoyama, T. Niimura and Y. Nakanishi, "A Coordinated Control of Voltage and Reactive Power by Heuristic Modeling and Approximate Reasoning," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, Issue 2, pp. 636-645, 1993*.
- [20] C-T. Su and C-T. Ling, "A New Fuzzy Control Approach to Voltage Profile Enhancement for Power Systems," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, Issue 3, pp. 1654-1659, 1996*.
- [21] H. Yoshida, K. Kawata, Y. Fukuyama, S. Takayama and Y. Nakanishi, "A Particle Swarm Optimization for Reactive Power and Voltage Security Assessment," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, Issue 4, pp. 1232-1239, 2000*.
- [22] Y. Fukuyama and H. Yoshida, "A Particle Swarm Optimization for Reactive Power and Voltage Control in Electric Power Systems," *IEEE Proceedings of the 2001 Congress on Evolutionary Computation, Vol. 1, pp. 87-93, 2001*.
- [23] V. Miranda and N. Fonseca, "EPSO – Best-of-Two-Worlds Meta-Heuristic Applied to Power Systems Problems," *IEEE Proceedings of the 2002 Congress on Evolutionary Computation, Vol. 2, pp. 1080-1085, 2002*.
- [24] V. Miranda and N. Fonseca, "EPSO – Evolutionary Particle Swarm Optimization, a New Algorithm with Applications in Power Systems," *IEEE Proceedings of the 2002 Congress on Evolutionary Computation, Vol. 2, pp. 745-750, 2002*.

- [25] V. Miranda and N. Fonseca, "New Evolutionary Particle Swarm Algorithm (EPSO) Applied to Voltage/var Control", *14th PSCC – Power System Computation Conference, Sevilha, 2002*.
- [26] El-Hawary, *Electric Power Applications of Fuzzy Systems*, IEEE Press, 1998.
- [27] XML Specification, W3C, <http://www.w3.org/XML>.
- [28] XML - Treinamento avançado em XML, Rogério Amorim de Faria, Editora Digerati Books, 2005
- [29] M. S. Srinivas, "Distribution Load Flows: A Brief Review", IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Vol. 2, pp. 942-945, 2000.
- [30] G. X. Luo e A. Semlyen, "Efficient Load Flow for Large Weakly Meshed Networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, NO. 4, pp. 1309-1316, 1990.
- [31] A. I. Murcia Cabra, "Estudos sobre a Configuração das Redes Elétricas: Avaliação de Diversos Algoritmos e Novas Proposições para Implementação em Tempo Real" – Dissertação de Mestrado - PPGEE, UFSC, 1988.
- [32] L. Bremermann, "Controle Fuzzy Volt/Var em sistemas de Distribuição," Dissertação de Mestrado, PPGEE, PUCRS, Porto Alegre, 2008
- [33] L. Bremermann, F. A. B. Lemos e V. Miranda, "Coordenação Volt/Var em Alimentadores de Distribuição Utilizando Lógica Fuzzy". XVII CBA – Congresso Brasileiro de Automática. Juiz de Fora. MG. 2008. (em CD)
- [34] ANEEL - RESOLUÇÃO Nº 505, de 26 de Novembro de 2001.