

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ, UNIFEI

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DETERMINAÇÃO DE ÁREAS COERENTES PARA O
CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

RAFAEL CARLOS GALERA DE AZEVEDO SCHWANGART

ITAJUBÁ – MG

2016

RAFAEL CARLOS GALERA DE AZEVEDO SCHWANGART

**DETERMINAÇÃO DE ÁREAS COERENTES PARA O CONTROLE DE TENSÃO E
POTÊNCIA REATIVA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.
Área de Concentração: Sistemas de Potência

Prof. Dr. Antônio Carlos Zambroni de Souza
Orientador

Prof. Dr. Benedito Isaías Lopes de Lima
Coorientador

ITAJUBÁ – MG

2016

RAFAEL CARLOS GALERA DE AZEVEDO SCHWANGART

**DETERMINAÇÃO DE ÁREAS COERENTES PARA O CONTROLE DE TENSÃO E
POTÊNCIA REATIVA**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.
Área de Concentração: Sistemas de Potência

Aprovada em 08 de agosto de 2016

Prof. Dr. Mauricio Campos Passaro – UNIFEI

Prof. Dr. Adriano Batista de Almeida – UNIOESTE

Prof. Dr. Antônio Carlos Zambroni de Souza

Orientador

Prof. Dr. Benedito Isaías Lopes de Lima

Coorientador

ITAJUBÁ – MG

2016

Dedico este trabalho aos meus familiares
Manoel, Carmen, Vanessa, Gabriel, Dalila e Clara.
Sem o apoio de todos não teria chegado até aqui.

AGRADECIMENTOS

À minha família pelo apoio incondicional em todos os momentos. Aos meus pais Carmen e Manoel, aos meus irmãos Vanessa e Gabriel e em especial à minha esposa Dalila e nossa pequena Clara, que por tantos momentos de dificuldades sempre se mostraram presentes, companheiras, amigas e acima tudo dedicando muito amor.

Agradecimento especial aos meus orientadores e amigos Antônio Carlos Zambroni de Souza e Benedito Isaías Lopes de Lima pela confiança no meu desenvolvimento e empenho no decorrer deste trabalho.

Aos meus colegas do Departamento de Planejamento da Expansão da CTEEP (Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista) pela oportunidade de iniciar o desenvolvimento deste trabalho e participar do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento que originou esta publicação. Mesmo hoje não sendo mais companheiros de jornada, tenho muito que agradecer a todos. Agradeço também aos colegas da Votorantim Energia pelo incentivo no desenvolvimento desta dissertação.

Agradeço mais uma vez ao meu orientador Antônio Carlos Zambroni de Souza, sempre incentivando a busca pelo conhecimento e ao mesmo tempo aconselhando os caminhos mais corretos a seguir com toda sua sabedoria. Tenho a certeza de que sem a sua orientação este trabalho não teria concretizado. Agora, mais do que nunca, é tempo para dizer: Tudo vai dar certo!

*“Trabalhe duro e em silêncio.
Deixe que o seu sucesso faça Barulho.”*

Dale Carnegie

SUMÁRIO

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS.....	i
RESUMO.....	ii
ABSTRACT.....	iii
1 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA.....	1
1.1 Introdução.....	1
1.2 Instabilidade de tensão	2
1.3 Motivação.....	6
1.4 Objetivo.....	6
1.5 Organização do trabalho.....	7
2 POTÊNCIA REATIVA EM SISTEMAS ELÉTRICOS.....	9
2.1 Introdução.....	9
2.2 A potência reativa	10
2.3 Compensação de potência reativa	14
2.4 Equipamentos de compensação de potência reativa.....	16
2.4.1 Compensadores Síncronos	17
2.4.2 Compensadores Estáticos de Potência Reativa (CER)	18
2.4.3 STATCOM	20
2.4.4 Capacitores Série.....	21
2.4.5 Capacitores em Derivação	23
2.4.6 Reatores em Derivação	24
2.5 Localização da compensação de potência reativa.....	25
3 O PARTICIONAMENTO DE REDES ELÉTRICAS EM ÁREAS COERENTES.....	28
3.1 Introdução.....	28
3.2 Histórico	29
3.3 Metodologia VCA.....	33
3.3.1 Determinação da VCA baseada na distância elétrica e no algoritmo de agrupamento hierárquico.....	34
3.4 Metodologia do Vetor Tangente	38
3.4.1 Método da Continuação.....	40

3.5	Aplicação das metodologias para particionamento de redes elétricas.....	45
3.5.1	Sistema teste IEEE 14 Barras.....	46
3.5.2	Sistema teste CIGRE 32 Barras	48
3.5.3	Sistema teste IEEE 118 Barras.....	52
4	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO.....	61
4.1	Introdução.....	61
4.2	Método dos Pontos Interiores	63
4.3	Função Objetivo de interesse.....	68
4.3.1	Função Objetivo “Carregamento Máximo do Sistema”	68
4.3.2	Ações de Controle selecionadas para FO.....	69
5	SIMULAÇÕES DESENVOLVIDAS PARA AVALIAÇÃO DA COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA.....	71
5.1	Introdução.....	71
5.2	Definição da compensação de potência reativa local	71
5.3	Resultados das simulações desenvolvidas.....	73
5.3.1	Simulações com o Caso Base.....	73
5.3.2	Simulações com o Caso SHUNT	75
5.4	Conclusões das simulações desenvolvidas	76
6	CONCLUSÕES	80
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	82
	ANEXO 1. DADOS DO SISTEMA IEEE 14 BARRAS	89
	ANEXO 2. DADOS DO SISTEMA CIGRÉ 32 BARRAS	91
	ANEXO 3. DADOS DO SISTEMA IEEE118 BARRAS	94

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCAT	Corrente Contínua em Alta Tensão
OLTC	<i>On-Load Tap Changer</i> – Comutador de Tap sob carga
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> – Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
CIGRE	<i>International Council on Large Electric Systems</i> – Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i> – Corrente Contínua em Alta Tensão
CER	Compensador Estático de Reativos
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i> – Regulador de Tensão Automático
SVC	<i>Static Var Compensator</i> – Compensador Estático de Reativos
SCR	<i>Silicon Controlled Rectifier</i> – Retificador Controlado de Silício
LTT	<i>Light Triggered Thyristors</i> – Tiristores Chaveados a Luz
TCSC	<i>Thyristor Controlled Series Capacitor</i> – Capacitor Série Controlado a Tiristores
TCR	<i>Thyristor Controlled Reactor</i> – Reator Controlado a Tiristor
TSC	<i>Thyristor Switched Capacitor</i> – Capacitor Chaveado a Tiristor
STATCOM	<i>Static Compensator</i> – Compensador Estático
GTO	<i>Gate Turn-Off thyristor</i> – Tiristor com Porta Liga-Desliga
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i> – Transistor Bipolar de Porta Isolada
VSC	<i>Voltage Source Converter</i> – Conversor Fonte de Tensão
SIL	<i>Surge Impedance Loading</i> – Carregamento na Impedância de Surto
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
VCA	<i>Voltage Control Area</i> – Áreas de Controle de Tensão

RESUMO

A estabilidade de tensão é uma das principais características para garantir a operação adequada de sistemas elétricos. A investigação da estabilidade de tensão pode ser realizada através de áreas de controle (ou áreas coerentes) formadas pelo agrupamento de barras com comportamento similar para relação Volt/Var. Esta dissertação apresenta análise comparativa para formação de áreas coerentes através das metodologias VCA e Vetor Tangente. A formação das áreas coerentes permite analisar localmente (dentro de cada área) os efeitos da compensação de potência reativa sob o ponto de vista da margem de carregamento do sistema. Casos de estudo foram simulados para o sistema teste IEEE 118 Barras. O tamanho do sistema permite verificar a formação das áreas coerentes através de ambas as metodologias. A solução de um fluxo de potência ótimo é utilizada para avaliar os efeitos da compensação de potência reativa local para todo o sistema. Para isso, é utilizada a função objetivo “Carregamento Máximo” considerando duas ações de controle: a) despacho de potência reativa das máquinas do sistema e b) baseado na compensação de potência reativa local propõem-se a instalação de equipamentos de compensação reativa shunt para cada área particionada e as novas margens de carregamento do sistema são computadas. Isso indica os efeitos das ações de controle locais na margem de carregamento de todo o sistema. Os resultados mostram que a metodologia proposta para compensação local da potência reativa é adequada.

ABSTRACT

Voltage stability is one of the most important issues to guarantee electric power system operation as adequate. An investigation of voltage stability could be done through control areas (or coherent areas) formed by buses clustering with similar Volt/Var relationships. This paper presents a comparative approach for coherent areas formation through VCA (Voltage Control Areas) and Tangent Vector methodologies. The coherent areas formation enables one to assess locally (inside each area) the reactive power compensation effects from system loading margin standpoint. Studies cases have been simulated for the IEEE 118 Bus System Test. The system size allows one to verify the coherent areas formed from both methodologies. An optimal power flow solution is used to assess local reactive power compensation effects to the system. For this sake, “Maximum Loading” is the objective function used considering two control actions: a) reactive power dispatch from system machines and b) based on local reactive power compensation, shunt reactive power compensation equipment’s is proposed for each partitioned area and a newest loading margin system can be computed. This provides the effects of the local control actions in the overall system load margin. The results obtained render the proposed methodology for reactive power compensation as adequate.

1 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

1.1 Introdução

Um sistema elétrico de potência (SEP) pode ser dividido em três partes principais, sendo geração de energia, centros de carga e redes de transmissão e distribuição de energia elétrica, estas responsáveis pelo transporte da energia das usinas para os referidos pontos de carga.

Por razões econômicas um sistema eficaz deve ser interconectado, possibilitando intercâmbio de energia entre usinas e centros de carga, além de permitir o aproveitamento energético entre regiões eletricamente afastadas [1].

Em países com grande extensão territorial, como o Brasil, onde os principais centros de carga estão distantes dos maiores potenciais energéticos, tais como grandes usinas hidrelétricas, torna-se necessária uma extensa e complexa malha de transmissão de energia. Em contrapartida, um sistema com estas características estará mais exposto a alterações do estado da rede elétrica que podem comprometer a qualidade do fornecimento de energia.

O crescimento da carga requer a necessidade de implantação de novas fontes energéticas para atendimento da demanda. Atividades de Planejamento e Operação da rede buscam soluções para as limitações do sistema de forma a adequá-lo ao crescimento da carga garantindo segurança operativa, confiabilidade e baixo custo [1].

A segurança operativa de um sistema é mantida quando seus limites e margens de estabilidade não são violados. No entanto, a operação do sistema está sujeita a perturbações que compreendem desde a perda de unidades geradoras, curtos-circuitos em linhas de transmissão, até a variação brusca da carga. E o aumento contínuo da carga pode dirigir o sistema a um estado instável onde há diminuição rápida e acentuada da magnitude da tensão nos barramentos. Este fenômeno é definido como instabilidade de tensão.

O estado do sistema com níveis de tensão violados pode ser melhorado através de ajustes em dispositivos de controle de tensão existentes e ainda com a implantação eficaz de novas fontes de potência reativa admitindo-se as características físicas, econômicas e de operação da rede.

Um sistema elétrico deve possuir reserva de potência reativa suficiente para atender à demanda, mesmo sob condições de elevados carregamentos, de forma a evitar problemas de instabilidade de tensão. A reserva de potência reativa dos geradores pode ser gerenciada através de despachos otimizados [2]. Tensões em barras de geração, tapes de transformadores e equipamentos de compensação de potência reativa são os principais dispositivos a serem utilizados no controle da tensão.

1.2 Instabilidade de tensão

Define-se a estabilidade de tensão como a capacidade do sistema de potência em manter perfis de tensão adequados, tanto em condições normais de operação quanto em condições de perturbações severas [3]. A instabilidade de tensão é caracterizada pelo declínio lento e contínuo da magnitude das tensões nas barras de carga. O motivo dessa instabilidade está relacionado com a incapacidade dos sistemas em atender às necessidades de compensação da potência reativa. Um sistema sofre instabilidade de tensão quando uma perturbação ou crescimento na demanda da carga e até mesmo mudanças nas condições de operação, causam a progressiva e incontrolável queda ou elevação na tensão [4].

A instabilidade de tensão está fortemente relacionada ao déficit de suporte de potência reativa no sistema causado intimamente por limitações na geração e/ou nas redes de transmissão. A instabilidade de tensão pode ser entendida como o resultado da tentativa de o sistema atender a uma demanda de carga maior do que a capacidade disponível nos sistemas de geração e transmissão [5].

O colapso de tensão é o processo pelo qual uma sequência de eventos, que acompanham a instabilidade de tensão, leva o perfil de tensão de uma parte significativa da rede elétrica a valores inaceitáveis [4]. Este fenômeno tem sido tratado de forma relevante, seja no ambiente de operação da rede elétrica ou no âmbito de planejamento de sistemas, visto que o mesmo pode causar sérias consequências tais como perda da estabilidade dinâmica.

As ocorrências de colapso de tensão durante as últimas décadas em diversos locais do mundo mostram a importância do conhecimento da distância entre um ponto de operação adequado e o limite de máximo carregamento do sistema antecessor ao colapso

da rede. De forma a ilustrar a importância sobre o assunto, são apresentados alguns exemplos de colapso da rede causados por problemas de instabilidade de tensão [4]:

- Distúrbio no sistema elétrico de Nova York, de 22 de setembro de 1970;
- Distúrbio no sistema elétrico da Flórida, de 28 de dezembro de 1982;
- Distúrbio no sistema elétrico da França, de 19 de dezembro de 1978 e 12 de janeiro de 1987;
- Distúrbio no sistema elétrico da Bélgica, de 4 de agosto de 1982;
- Distúrbio no sistema elétrico da Suécia, de 27 de dezembro de 1983;
- Distúrbio no sistema elétrico do Japão, de 23 de julho de 1987.

Algumas ocorrências no SIN (Sistema Interligado Nacional) [6]; [7] caracterizam a importância do tema também para o sistema elétrico brasileiro:

- Instabilidade de tensão em 24/04/1997 às 18h15min e instabilidade de tensão em 25/04/1997 às 18h17min ambas relacionadas ao déficit de compensação de potência reativa na área São Paulo, em virtude da indisponibilidade dos equipamentos.
- Mais recentemente, é possível destacar a ocorrência do dia 10/11/2009 em virtude de uma cascata de desligamentos iniciada com a perda dos três circuitos da LT 765 kV Itaberá – Ivaiporã provocando a rejeição de 5.564 MW de geração da UHE Itaipu e conseqüentemente desligamentos sucessivos de linhas de transmissão e de unidades geradoras na região Sudeste. Neste momento, houve colapso de tensão na região Sudeste levando ao desligamento do sistema HVDC Itaipu – Ibiúna em função de atuação da proteção de mínima tensão CC [63].

Outro importante evento relacionado à instabilidade de tensão e que provocou o desligamento de parte do sistema elétrico norte-americano e canadense ocorreu em 14/08/2003. Neste caso uma seqüência de desligamentos no sistema de transmissão, principalmente na rede 345 kV, e de desligamentos de unidades geradoras a partir de Ohio deram início ao blackout. Foram verificados desligamentos em cascata desde a região noroeste dos Estados Unidos até a região de Quebec, Canadá. As causas dos desligamentos são diversas, desde a presença de vegetação na faixa de servidão das linhas de transmissão até a manutenção de suporte de potência reativa inadequada. Nesta condição, o colapso de

tensão com rápido declínio originou o desligamento de 30 linhas de transmissão na região de Michigan. As principais conclusões verificadas a partir deste importante evento ao sistema elétrico da região foram falhas na manutenção adequada de suporte de potência reativa, falha para garantir operação do sistema dentro dos limites de segurança e originou a necessidade de aprimoramento do sistema principalmente quanto ao fornecimento de potência reativa estática e dinâmica, aumento da reserva de capacidade do sistema e ainda implantar esquemas de coordenação da proteção [64]; [65].

Os exemplos apresentados mostram a vulnerabilidade a que o sistema elétrico pode ser exposto devido à falta de suporte de potência reativa para controlar a tensão de forma adequada.

A avaliação da estabilidade de tensão pode ser dividida em dois métodos distintos: estáticos e dinâmicos. Os métodos estáticos baseiam-se na análise de equações algébricas a partir de um modelo de fluxo de potência. Os métodos dinâmicos baseiam-se em soluções no tempo a partir de equações algébrico-diferenciais que representam o comportamento dinâmico dos equipamentos do sistema [4].

A análise estática considera que, em muitos casos, a dinâmica do sistema com influência na estabilidade de tensão varia lentamente. Desta forma, o modelo dinâmico baseado nas equações diferenciais pode ser reduzido a um conjunto de equações puramente algébricas para cada ponto de equilíbrio, conforme modelos de sistemas utilizados em estudos de fluxo de potência. Este conceito torna-se de extrema importância para se determinar, num instante qualquer, o comportamento da tensão frente a uma pequena variação do sistema.

Estudos de Planejamento da Expansão do sistema de transmissão, em diversos países inclusive o Brasil, empregam a utilização de simulações computacionais, em regime permanente (análise estática), baseadas no critério determinístico (N-1) para propor soluções estruturais ao sistema elétrico. Estas análises são desenvolvidas para um determinado horizonte de estudo, que indique o mínimo custo global (menor investimento e minimização das perdas elétricas) para uma adequada solução técnica. Este critério corresponde em avaliar o desempenho do sistema, sob o ponto de vista de carregamentos em linhas de transmissão e transformadores de potência e dos níveis de tensão nas barras que compõem o sistema, para a perda de um elemento da rede de forma não programada.

A partir das análises oriundas deste critério são definidas as alternativas de expansão que eliminem as violações constatadas. No entanto, a utilização deste critério de forma singular pode, por vezes, ser insuficiente para identificar as necessidades de controle de tensão e compensação de potência reativa adequada para garantir o pleno desempenho da rede elétrica.

As análises que utilizam técnicas de linearização produzem informações importantes sobre o mecanismo da instabilidade de tensão, tais como características a respeito da condição de estabilidade do ponto de equilíbrio considerado, o limite máximo de carregamento, a margem de estabilidade de uma determinada condição operativa, as áreas críticas do sistema, a classificação de contingências críticas e a melhor localização e montante de potência reativa necessária para compensação ou obtenção de reserva de potência reativa girante.

Vários índices baseados no modelo estático da rede elétrica têm sido propostos para equacionar o problema da instabilidade de tensão, nos quais a ideia principal consiste em determinar a margem de carregamento e as barras críticas do sistema [8]; [9].

Diversas pesquisas têm sido desenvolvidas para determinar pontos críticos numa rede elétrica sob os aspectos de controle de tensão e de compensação de potência reativa. Neste trabalho são investigadas a metodologia VCA (*Voltage Control Area* – Áreas de Controle de Tensão) e a metodologia do Vetor Tangente para particionar um sistema elétrico e assim definir áreas com características semelhantes sob o aspecto da relação Volt/Var. A partir da identificação das áreas coerentes é possível avaliar localmente os efeitos da compensação de potência reativa e seus benefícios sistêmicos.

Análises recentes têm sido realizadas através destas metodologias. Em [10] a VCA é utilizada para auxiliar a operação da rede elétrica na Polônia a partir da identificação de áreas de controle de tensão de forma on-line. Pode-se ainda verificar em [11] a utilização da referida metodologia para precificação uniforme de serviços ancilares nos sistemas elétricos baseados em ambientes de mercado de energia desregulados.

Em [12] a metodologia do Vetor Tangente é utilizada para dividir uma rede em áreas críticas em torno do ponto de colapso, minimizando assim os custos computacionais até então visualizados para as demais metodologias. Nota-se em [13] a utilização de uma técnica de extrapolação baseada no comportamento do Vetor Tangente para identificação

do ponto de colapso de tensão na avaliação da estabilidade de tensão on-line de uma rede elétrica.

1.3 Motivação

Um SEP está sujeito a diversas variações de seu estado de operação normal, seja devido à saída intempestiva de um elemento da rede, ocorrência de curtos-circuitos e ainda em virtude de sucessivos crescimentos de carga, podendo levá-lo ao colapso.

Desta forma, é importante identificar as soluções mais eficientes para eliminar possíveis instabilidades e garantir o desempenho adequado da rede. E considerando-se a instabilidade de tensão como uma das principais causas para colapsos nos sistemas elétricos surge a oportunidade de investigar propostas para implantação de novas fontes de potência reativa capazes de contribuir com a melhoria da estabilidade de tensão.

Em [14] a utilização da geração distribuída mostra-se técnica e economicamente viável para o suporte de potência reativa e controle de tensão local em microgrids. A compensação shunt em barras críticas ao colapso de tensão é utilizada para a maximização da margem de carga e redução das perdas ativas do sistema [15].

Portanto, a avaliação da compensação de potência reativa de forma local pode prover benefícios à rede quanto aos aspectos de controle de tensão e estabilidade. Este trabalho está voltado para a análise estática da estabilidade de tensão através da computação da margem de carregamento do sistema. E de forma ainda não aplicada, a partir do particionamento de uma rede elétrica em áreas coerentes sob aspecto da relação Volt/Var, é possível avaliar, baseado na solução de um fluxo de potência ótimo (FPO), os efeitos da compensação local da potência reativa. Ou seja, uma vez definidas as áreas coerentes adotam-se ações de controle com objetivo de aumentar a margem de carga do sistema provendo benefícios à operação do sistema.

1.4 Objetivo

O objetivo deste trabalho de pesquisa é avaliar os efeitos da compensação da potência reativa numa rede elétrica de forma local e assim contribuir para o aumento da

margem de estabilidade da rede elétrica. Para isso, a partir das metodologias VCA e do Vetor Tangente é possível particionar uma rede elétrica em áreas coerentes sob aspecto da relação Volt/Var.

Para as áreas coerentes definidas através das referidas metodologias busca-se uma solução ótima com objetivo de aumentar a margem de carga do sistema. Propõem-se utilizar um modelo de otimização para incrementar o carregamento do sistema sob dois aspectos de controle:

- a) Capacidade de geração de potência reativa das máquinas do sistema;
- b) Baseado na motivação da compensação de potência reativa local define-se os montantes e locais para a instalação de equipamentos shunt manobráveis. Daí, através do chaveamento de tais equipamentos obtém-se as novas margens de carga.

Com os resultados obtidos das simulações de fluxo de potência ótimo para ambas as ações de controle (a; b) é possível avaliar as vantagens da utilização das metodologias propostas para o particionamento de redes elétricas com intuito de implantar novas fontes de compensação de potência reativa. Além disso, é possível monitorar os benefícios sistêmicos promovidos à rede elétrica em virtude da localização dessas novas fontes de potência reativa.

1.5 Organização do trabalho

Este capítulo apresenta justificativa, motivação e objetivo para o desenvolvimento deste trabalho assim como sua organização.

O Capítulo 2 apresenta um breve resumo sobre o conceito de potência reativa, vantagens e desvantagens, sua relação direta com o controle de tensão e os principais equipamentos compensadores de potência reativa existentes e utilizados nos sistemas elétricos.

O Capítulo 3 contempla o estado da arte para o problema do particionamento de redes elétricas, onde as metodologias VCA e do Vetor Tangente são apresentadas para a identificação de áreas coerentes sob o ponto de vista da relação Volt/Var. Neste capítulo

ainda são apresentados os resultados de particionamento, através de ambas as metodologias, para os sistemas teste: IEEE14 Barras, Cigré 32 Barras e IEEE118 Barras.

O Capítulo 4 descreve o embasamento teórico considerado para o fluxo de potência ótimo, que serve como ferramenta de indicação do comportamento da margem de carregamento do sistema nos cenários de análise propostos neste trabalho.

O Capítulo 5 apresenta os resultados das simulações de otimização desenvolvidas para o sistema teste IEEE118 Barras particionado por ambas as metodologias propostas neste trabalho. Os resultados permitem concluir as principais diferenças apontadas pela otimização considerando as ações de controle propostas e ainda os efeitos que a localização da compensação de potência reativa dentro de cada área é capaz de prover ao sistema.

O Capítulo 6 apresenta as constatações referentes às metodologias propostas para o problema do particionamento de redes elétricas. Ainda mostra as principais conclusões da compensação de potência reativa local obtida pelo conceito da margem de carregamento e indica possíveis estudos futuros a serem desenvolvidos em continuação a esta dissertação.

2 POTÊNCIA REATIVA EM SISTEMAS ELÉTRICOS

2.1 Introdução

O crescimento dos SEP tem como uma das principais consequências o surgimento de dificuldades para controlar as tensões dentro de seus limites admissíveis. Isto se deve, principalmente, à utilização de longas linhas de transmissão, incapacidade de suporte de potência reativa nas unidades geradoras, característica das cargas e dos equipamentos de compensação de potência reativa [16].

Verifica-se o emprego de longas linhas de transmissão em países com grandes extensões territoriais, onde os principais centros de carga encontram-se distantes das usinas geradoras. Quando há um déficit na compensação de potência reativa, surgem problemas para o controle das tensões do sistema tornando sua operação complicada e comprometendo a qualidade e continuidade do serviço.

A potência reativa e o controle de tensão devem atender às necessidades do sistema elétrico de potência no que se refere a [17]:

- Satisfazer as necessidades sistêmicas com relação à potência reativa de forma contínua;
- Manter as tensões do sistema dentro dos limites aceitáveis;
- Fornecer reserva de potência reativa para garantir operação adequada do sistema mesmo sob as condições de contingências e satisfazer determinados critérios de qualidade em relação à velocidade de resposta;
- Otimizar as perdas sistêmicas.

Ao se referenciar à relação entre a potência reativa e o controle de tensão é importante definir a distinção comumente adotada para os três níveis de controle de tensão [18]:

- Controle Primário: integrado através dos reguladores de tensão das unidades geradoras, o qual deve iniciar uma rápida variação na excitação dos geradores ao detectar variações na tensão terminal das máquinas. Outros controladores disponíveis tais como CER (Compensador Estático de Reativos – SVC) podem também ser envolvidos na regulação primária;

- Controle Secundário: coordena a ação dos dispositivos de controle de tensão e de potência reativa dentro de uma determinada região do sistema de forma a manter o perfil de tensão de um grupo de barramentos em níveis admissíveis;
- Controle Terciário: envolve processos de otimização, através de cálculos baseados em medições em tempo real, com objetivo de ajustar os equipamentos que influenciam a distribuição de potência reativa no sistema (controles das unidades geradoras, controle de taps dos transformadores e equipamentos de compensação de potência reativa tais como reatores e capacitores).

Os principais problemas relacionados à potência reativa ocorrem nos pontos de interconexão de diferentes sistemas. E nos casos em que o setor elétrico é desregulado, ou seja, diferentes proprietários de transmissão, distribuição, geração e grandes consumidores, torna-se ainda mais importante a avaliação de tais problemas. A potência reativa é um produto local e responsável pelo controle da tensão e segurança do sistema [17].

A potência reativa é produzida ou absorvida através dos principais equipamentos de um SEP, tais como geradores, componentes de transferência de potência (transformadores de potência, linhas de transmissão, conversores HVDC), cargas e equipamentos de compensação de potência reativa [19].

2.2 A potência reativa

A potência reativa em um sistema elétrico é constantemente trocada entre os equipamentos que a produzem e os equipamentos que a armazenam em seus campos elétricos e magnéticos. Define-se o movimento da potência reativa entre os geradores e uma carga indutiva como fluxo de potência reativa positivo. Sistemas de potência AC (corrente alternada) dependem de seus campos elétricos e magnéticos. Não há energia transferida com o fluxo de potência reativa. Metade do tempo a energia é armazenada nos campos elétricos ou magnéticos; metade do tempo esta energia retorna para a fonte. Portanto, deve-se observar que a potência reativa se mantém em constante oscilação entre suas fontes e

cargas. Desta forma, é comum na prática imaginar que a potência reativa está fluindo em uma determinada direção [20].

Diferentemente da potência ativa, a potência reativa não requer transmissão ponto a ponto. Ou seja, é mais eficiente produzi-la no mesmo local que será consumida. Isto reduz as perdas elétricas no sistema e garante o controle da tensão [21].

A operação adequada de um SEP deve considerar a potência reativa gerada em consonância com a potência reativa transmitida para controlar as tensões dentro dos limites permitidos.

A potência elétrica instantânea [22] é definida pelo produto da tensão instantânea pela corrente instantânea, conforme equação 2.1 e equação 2.2:

$$p = v \times i = V_{max} \times I_{max} \times \cos wt \times \cos(wt - \theta) \quad (2.1)$$

$$p = V \times I \times \cos \theta \times (1 + \cos 2wt) + V \times I \times \sin \theta \times \sin 2wt \quad (2.2)$$

Onde V e I são valores eficazes da tensão e corrente instantâneas.

A partir da equação 2.2 verifica-se que o primeiro termo, $V \times I \times \cos \theta$, corresponde à potência ativa P ; e o segundo termo, com valor médio igual à zero, $V \times I \times \sin \theta$, corresponde à potência reativa Q . De forma fasorial pode-se escrever a equação 2.3:

$$S = V \times I^* = P + jQ = V \times I \times \cos \theta + jV \times I \times \sin \theta \quad (2.3)$$

Onde P é a potência ativa (W) e Q é a potência reativa (Var). A Figura 1 ilustra as equações 2.1 a 2.3.

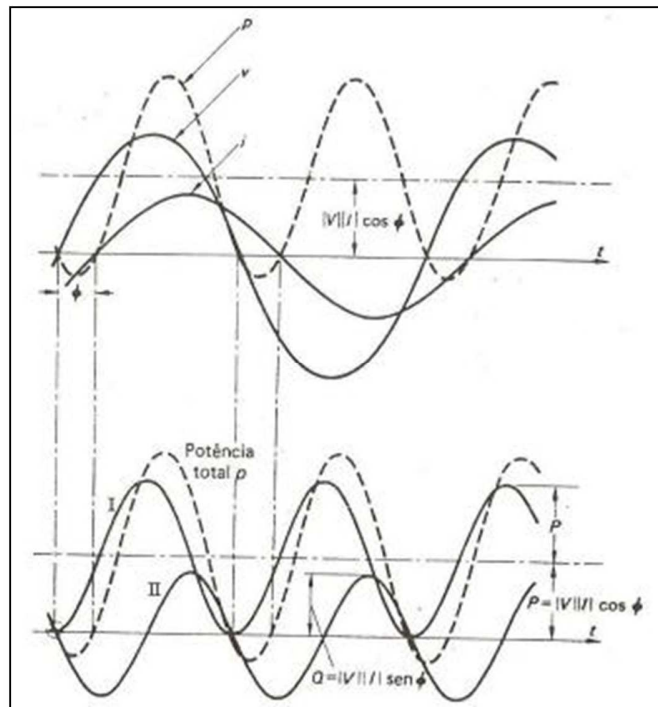


Figura 1. Gráfico das equações de potência [66]

Equipamentos eletromagnéticos armazenam energia em seu campo magnético, atrasando a corrente e tornando o sinal de Q positivo. Neste caso, define-se que estes equipamentos são consumidores de potência reativa. Equipamentos eletrostáticos armazenam energia no campo elétrico, adiantando a corrente e tornando o sinal de Q negativo. Neste caso, define-se que estes equipamentos são fornecedores de potência reativa.

A equação simplificada de transferência de potência reativa de um terminal emissor (S) para um terminal receptor (R), conforme Figura 2, é desenvolvida a seguir [23]. Ressalta-se que para facilitar o entendimento, considera-se neste exemplo que a linha de transmissão é de pequena extensão e por este motivo seu efeito capacitivo pode ser ignorado.

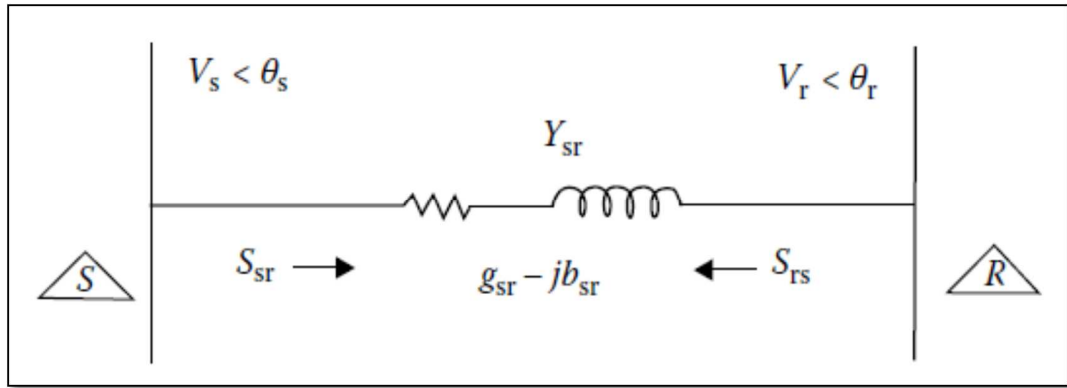


Figura 2. Modelo para transferência de potência reativa [23]

As equações 2.4 a 2.8 apresentam a obtenção da transferência de potência reativa do terminal emissor para o terminal receptor.

$$S_{sr} = V_s \times I_s^* \quad (2.4)$$

$$S_{sr} = V_s [Y_{sr}(V_s - V_r)]^* \quad (2.5)$$

$$S_{sr} = [V_s^2 - V_s V_r \varepsilon^{j(\theta_s - \theta_r)}] (g_{sr} - j b_{sr}) \quad (2.6)$$

$$P_{sr} = [V_s^2 - V_s V_r \cos(\theta_s - \theta_r)] g_{sr} - [V_s V_r \sin(\theta_s - \theta_r)] b_{sr} \quad (2.7)$$

$$Q_{sr} = [-V_s V_r \sin(\theta_s - \theta_r)] g_{sr} - [V_s^2 - V_s V_r \cos(\theta_s - \theta_r)] b_{sr} \quad (2.8)$$

Considerando g_{sr} nulo, tem-se a equação 2.9.

$$Q_{sr} = \frac{|V_s| |V_r| \cos \delta - |V_s|^2}{X_{sr}} \quad (2.9)$$

Onde δ é a diferença angular entre os terminais emissor e receptor ($\theta_s - \theta_r$).

Verifica-se através da equação 2.9 que o fluxo de potência reativa direciona-se para o terminal com menor magnitude de tensão e que para pequenas defasagens angulares δ entre os terminais, este fluxo é integralmente proporcional à variação de tensão entre os terminais.

Para um sistema complexo (composto das parcelas de potências ativa e reativa) o fluxo de potência imposto deve atender à demanda da carga e ainda controlar a magnitude da tensão. E o controle da tensão depende diretamente do montante de reserva de potência reativa do sistema. Quanto maior a reserva de potência reativa, maior a capacidade de manter os níveis de tensão dentro dos limites aceitáveis.

2.3 Compensação de potência reativa

A potência reativa é responsável pelo controle dos níveis de tensão do sistema. A compensação da potência reativa existe devido aos dispositivos armazenadores que podem trocar potência reativa com a rede. De forma geral, esta compensação consiste da injeção de potência reativa para melhorar a operação do sistema, mais especificamente para manter as tensões próximas aos valores nominais, reduzir o fluxo de corrente através das linhas com intuito de minimizar as perdas elétricas e ainda contribuir para o aprimoramento da estabilidade [5].

A falta de compensação de potência reativa é a principal responsável pelas variações indevidas do perfil de tensão nos barramentos de um SEP. Tais variações podem ser verificadas acima ou abaixo dos limites estabelecidos.

Os principais efeitos devido ao baixo perfil de tensão nos barramentos de um sistema são [20]:

- Efeitos sobre os equipamentos do sistema: se um transformador de potência está submetido a níveis baixos de tensão no enrolamento primário, a tensão no enrolamento secundário também estará submetida a níveis baixos de tensão. Além disso, se uma linha de transmissão é submetida a níveis baixos de tensão em seus terminais, a corrente que deverá fluir através da mesma torna-se cada vez maior, podendo inclusive violar seus limites térmicos;

- Efeitos sobre a magnitude das cargas: esta característica relaciona-se diretamente com o tipo de carga considerada (ZIP – Z constante / P constante / I constante). As cargas representadas pelo modelo Z constante (impedância constante) são aquelas mais sujeitas às variações de tensão, pois sua potência varia com o quadrado da mesma;

$$S = \frac{V^2}{Z^*} \quad (2.10)$$

- Efeitos sobre a estabilidade angular do sistema: a transferência de potência ativa entre duas barras de um sistema é diretamente proporcional à magnitude das tensões nas mesmas. Tomando-se a equação 2.7, pode-se escrever a equação 2.11.

$$P_{sr} = \frac{|V_s||V_r|}{X_{sr}} \text{sen}(\theta_s - \theta_r) \quad (2.11)$$

- Efeitos sobre as perdas elétricas do sistema: a minimização das perdas elétricas de um sistema é obtida através da redução da magnitude da corrente que circula através do mesmo. E a redução da corrente é obtida através da elevação da tensão nos barramentos (Lei de Ohm), a qual é resultado da efetiva compensação da potência reativa.

Os principais efeitos devido ao elevado perfil de tensão nos barramentos de um sistema são [20]:

- Efeitos sobre os equipamentos do sistema: se um transformador de potência está submetido a níveis elevados de tensão no enrolamento primário, o mesmo pode deixar de operar em sua “região linear” (operação normal) e passar a operar na sua “região de saturação”. Neste caso, uma pequena variação no fluxo magnético, em função da variação da tensão, pode ocasionar uma grande variação na corrente de magnetização (corrente indutiva) resultando em maior necessidade de potência reativa. Além disso,

as perdas internas do equipamento aumentam drasticamente podendo ocasionar falhas [24];

- Efeitos sobre a magnitude das cargas: entende-se de forma análoga àquela verificada para níveis baixos de tensão nas cargas;
- Efeitos sobre a estabilidade angular do sistema: entende-se de forma análoga àquela verificada para níveis baixos de tensão nas cargas;
- Efeitos sobre as perdas elétricas do sistema: entende-se de forma análoga àquela verificada para níveis baixos de tensão nas cargas.

Além dos efeitos causados ao sistema devido ao déficit de compensação de potência reativa, é importante ressaltar ainda que um arranjo ineficaz dos compensadores de potência reativa no sistema pode acarretar consequências desastrosas para a rede tais como:

- Aumento da perda ativa na rede, surgimento de sobretensões ou subtensões;
- Instabilidade de tensão podendo levar o sistema ao colapso;
- Necessidade de ampliação das capacidades de geração e transmissão;
- Aumento dos custos para operação adequada da rede através do acionamento de fontes de energia mais custosas.

Diversos equipamentos de compensação de potência reativa têm sido utilizados nos sistemas elétricos de todo o mundo, os quais podem ser instalados em derivação ou em série, serem girantes ou estáticos, fixos ou manobráveis e ainda controlados ou não controlados. A natureza e o tipo da compensação a ser utilizada devem ser avaliados para cada aplicação.

E através do desenvolvimento da tecnologia da eletrônica de potência, mais acentuada nas últimas décadas, ampliaram-se as possibilidades de utilização de equipamentos com objetivo principal de prover maior controle sobre a operação da rede. Equipamentos para instalação em série ou shunt e ainda suas combinações são capazes de contribuir para a melhoria da estabilidade da rede elétrica e para o controle da tensão.

2.4 Equipamentos de compensação de potência reativa

Entende-se a compensação de potência reativa como a implantação de equipamentos na rede elétrica com objetivo de controlar o balanço de potência reativa

garantindo perfil de tensão adequado das barras do sistema dentro dos limites aceitáveis, impondo melhoria na margem de estabilidade e maior controle sobre a operação da rede.

A seguir são apresentados os principais equipamentos utilizados nos SEP para controle de tensão e compensação de potência reativa, baseado em suas características principais e arranjos.

2.4.1 Compensadores Síncronos

Toda máquina síncrona tem sua capacidade de potência reativa igual ao gerador síncrono. Máquinas síncronas que são projetadas exclusivamente para prover suporte de potência reativa ao sistema são denominadas Compensadores Síncronos. Estes equipamentos possuem as vantagens de resposta rápida e habilidade de controle das máquinas síncronas sem a presença do regulador de velocidade ou de carga mecânica no eixo [17].

Conforme a excitação no campo (I_{campo}) o compensador é capaz de gerar ou absorver potência reativa mantendo a tensão entre seus terminais constante devido a presença do regulador automático de tensão (RAT) [16].

Por se tratar de uma máquina girante, a necessidade de manutenções torna-se mais elevada se comparada aos compensadores estáticos de reativos (CER).

Compensadores síncronos são empregados em terminais que conectam longas linhas de transmissão, subestações de elevada relevância para operação do sistema e ainda em conjunto com estações conversoras HVDC. Nos últimos anos estes equipamentos têm cedido espaço aos compensadores estáticos de reativos devido ao custo reduzido destes equipamentos e ainda oferecer praticamente as mesmas características de regulação de tensão dos compensadores síncronos [17].

Em sistemas com potência de curto-circuito reduzida (redes fracas), a tensão pode ser significativamente afetada em função de variações na carga ou devido a chaveamentos em elementos do sistema tais como manobras em linhas de transmissão, reatores, capacitores e transformadores. Nestes casos, se o objetivo é aumentar o nível de curto-circuito da rede, o uso de compensadores síncronos torna-se o mais recomendado.

2.4.2 Compensadores Estáticos de Potência Reativa (CER)

Os Compensadores Estáticos de Potência Reativa (CER ou da sigla em inglês SVC – *Static Var Compensator*) são equipamentos que combinam capacitores e indutores convencionais com capacidade rápida de chaveamento [17].

São equipamentos providos de dispositivos semicondutores semicontroláveis, conhecidos como tiristores (SCR – *Silicon Controlled Rectifier*). A característica principal destes dispositivos é que possuem comutação natural, ou seja, uma vez realizado disparo através do “gate” não há controle sobre a interrupção de condução do dispositivo. Atualmente, existem tiristores disparados por luz, denominados LTT (*Light Triggered Thyristors*) que representam vantagem na aplicação simultânea de sinais de disparo. Este tipo de disparo pode ser encontrado em sistemas HVDC, SVC, TCSC, dentre outros. Pode-se encontrar SCR na especificação de 7,5 kV / 4,5 kA [25]. A Figura 3 representa a simbologia e curva de operação do SCR.

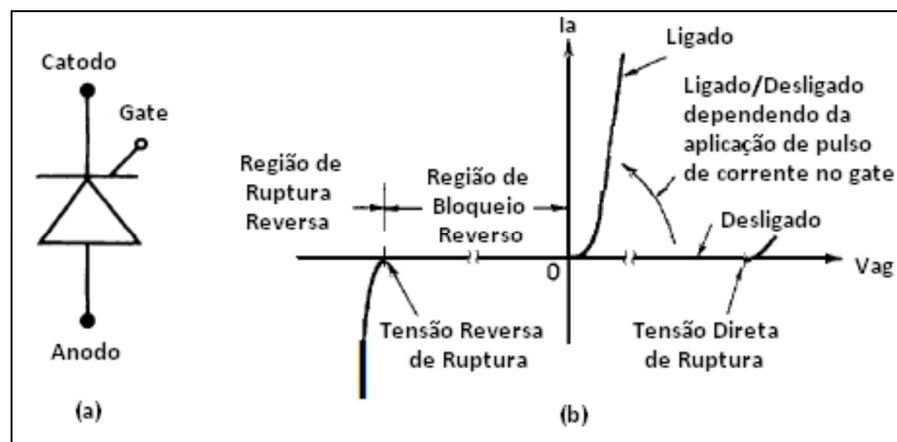


Figura 3. Modelo de semicondutores semicontrolados [25]

Um SVC é composto de ramos de TCR (*Thyristor Controlled Reactor* – Reator Controlado a Tiristor) e TSC (*Thyristor Switched Capacitor* – Capacitor Chaveado por Tiristor), além de filtros harmônicos para eliminar as distorções da tensão no ponto de acoplamento com o sistema, que surgem em função do chaveamento do sinal senoidal da rede elétrica pelos tiristores. A introdução de reatores é necessária para absorver a potência

reativa do sistema. E a utilização de capacitores para fornecer potência reativa controlando a tensão na barra de conexão com o sistema.

A Figura 4 apresenta o esquema de um SVC convencional e sua curva característica.

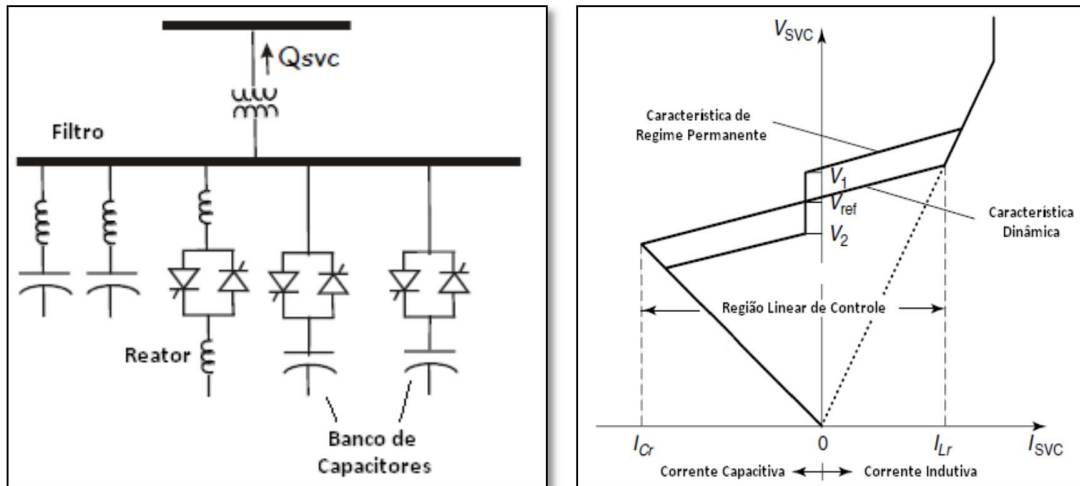


Figura 4. Arranjo e curva característica do SVC [27]

A tensão de referência é aquela que deve ser controlada pelo SVC através do chaveamento de capacitores e indutores. Com a coordenação apropriada de capacitores chaveados e reatores controlados, a potência reativa na saída do SVC pode ser variada rápida e continuamente entre os limites capacitivos e indutivos. Isto mantém a tensão dinâmica e de regime permanente da barra dentro dos limites tolerados [26].

Devido ao uso de capacitores convencionais, a capacidade de controle da tensão do SVC é restrita sob níveis de tensão degradados, conforme mostra a curva característica da Figura 4. Ou seja, o declínio constante da tensão reduz a potência reativa gerada pelos capacitores de forma quadrática. Os SVC também não possuem capacidade de sobrecarga de curta duração, assim como os compensadores síncronos [17].

SVC fornece controle rápido da tensão, o que se torna muito importante em locais com geração reduzida. Além disso, o SVC é capaz de responder de forma mais rápida ao controle das sobretensões temporárias [3].

2.4.3 STATCOM

Estes equipamentos são providos de dispositivos semicondutores totalmente controláveis. Neste grupo encontram-se o GTO (*Gate Turn-Off Thyristor*), com poucas aplicações devido à lentidão no processo *Turn-Off*, necessidades de grandes circuitos “*snubbers*”, elevadas perdas de chaveamentos, etc. Desta forma, o IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*) está praticamente substituindo o GTO. Neste caso, o estado de condução da chave pode ser interrompido controlando os pulsos do circuito de “*gate*”. Uma tensão positiva aplicada entre o “*gate*” e o catodo liga o dispositivo e uma tensão negativa o desliga. Podem-se encontrar estes dispositivos na especificação de 6 kV / 1 kA [25]. A Figura 5 representa a simbologia e curva de operação do IGBT.

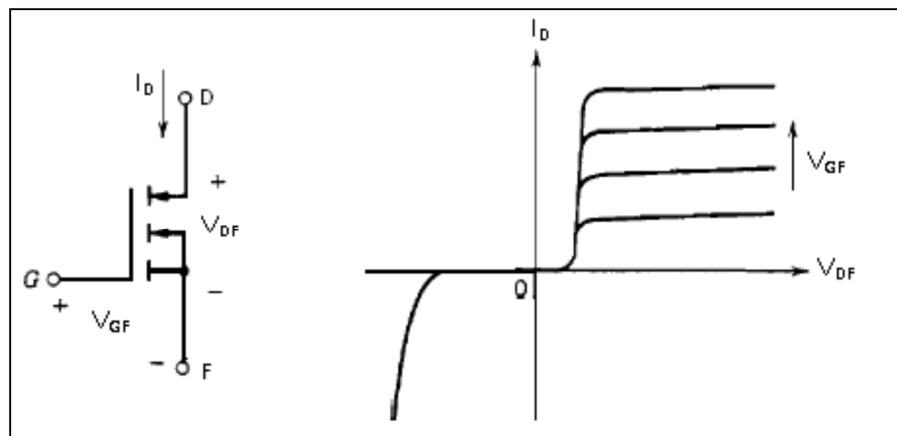


Figura 5. Modelo de semicondutores completamente controlados (IGBT) [25]

O STATCOM (*Static Compensator – Compensador Estático*) possui a mesma finalidade do SVC, ou seja, promover controle rápido da tensão e da potência reativa no ponto de conexão com o sistema. Entretanto, não necessita instalação de filtros harmônicos, pois gera uma tensão quase senoidal [27], ou seja, a partir de uma tensão DC (fornecida por um capacitor DC) produz um conjunto de tensões trifásicas. Isto é possível, pois este equipamento é baseado em um conversor tipo VSC (*Voltage Source Converter – Conversor Fonte de Tensão*). Pode ainda ser utilizado para controlar o fator de potência e melhorar a estabilidade dinâmica do sistema elétrico [25]. Na Figura 6 apresenta-se o modelo típico de um STATCOM e a sua curva característica.

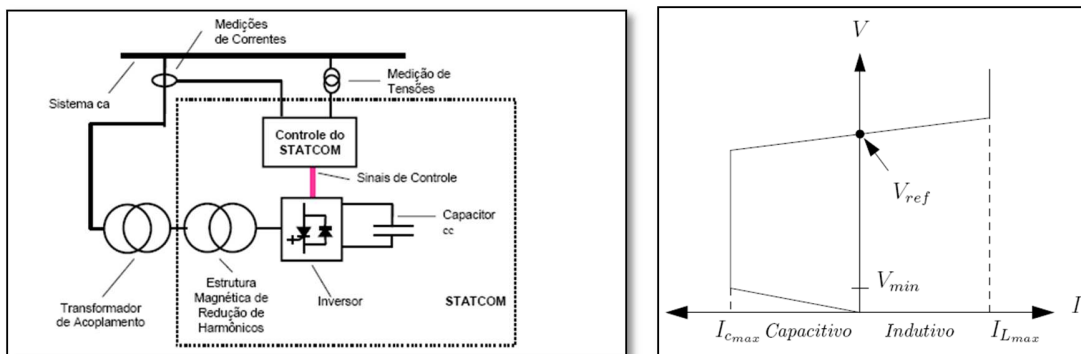


Figura 6. Arranjo e curva característica do STATCOM [27]

Neste caso, o STATCOM gera uma tensão com ângulo e módulo variáveis. A posição desta tensão com relação à tensão do sistema permite obter o efeito de controle da tensão de referência. Desta forma, se a tensão nos terminais do STATCOM é maior do que a tensão de referência, ou seja, a tensão do ponto de acoplamento com o sistema, a corrente flui no sentido do conversor para o sistema. Caso contrário, a corrente flui do sistema para o conversor, impedindo o surgimento de sub e sobretensões inadmissíveis.

STATCOM é similar ao SVC quanto à velocidade de resposta, capacidade de controle e pelo uso da eletrônica de potência. No entanto, seu comportamento difere-se dos SVC sob condições de tensão degradada quanto à capacidade Mvar, respondendo de forma linear à variação da tensão (até o valor V_{min}), conforme curva característica apresentada na Figura 6. Isto aumenta consideravelmente a prevenção de colapso de tensão [17].

2.4.4 Capacitores Série

A compensação de potência reativa através de capacitores série é geralmente aplicada em linhas de transmissão longas fornecendo maior estabilidade transitória e conseqüentemente melhorando o perfil de tensão nos barramentos terminais. A compensação série reduz a reatância indutiva da rede de transmissão. A potência reativa gerada por estes equipamentos $I^2 X_C$ compensa o consumo de potência reativa da linha de transmissão $I^2 X_L$. A geração de potência reativa pelo capacitor série aumenta com o quadrado da corrente, gerando potência reativa quando ela é mais necessária. Esta é a

característica de auto regulação dos capacitores série; sendo que em cenários de carga leve (baixo carregamento no sistema de transmissão) possuem pouco efeito [25].

Dentre os equipamentos disponíveis nas instalações podem ser citados os capacitores série fixos e os capacitores série controlados por tiristores (TCSC - *Thyristor Controlled Series Capacitor*). Os capacitores série fixos, como o próprio nome define, não possibilitam variação de impedância. No entanto, os TCSC permitem a variação de sua impedância através do chaveamento controlado de indutores associados aos capacitores em série.

TCSC - *Thyristor Controlled Series Capacitor*: este equipamento consiste de um banco de capacitores conectados em paralelo com um par de tiristores arranjados na configuração antiparalela, onde este se conecta em série com um indutor de forma a permitir o controle do montante capacitivo a ser injetado ao sistema. Isto se torna possível, pois o chaveamento dos tiristores (ângulo de disparo α) controla a corrente do indutor. Desta forma, a impedância do TCSC é variável e seu efeito para o sistema é perceptível. A Figura 7 apresenta o esquema real de um TCSC implantado no sistema elétrico.

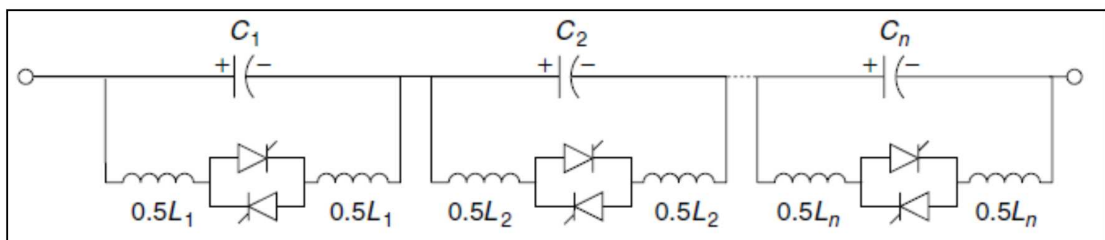


Figura 7. Arranjo real TCSC em módulos [27]

Nota-se que a inserção da impedância resultante do TCSC em série com a linha de transmissão altera a impedância equivalente do sistema, aumentando ou reduzindo virtualmente o comprimento da linha. Por exemplo, se há necessidade de aumentar o fluxo através da linha de transmissão reduz-se a impedância virtual. Cabe ressaltar que o chaveamento dos tiristores produz distorções harmônicas para o sistema. Entretanto, o próprio capacitor série é suficiente para realizar a filtragem destas distorções harmônicas [27]. Ressalta-se que as principais aplicações dos TCSC têm sido para interligações de sistemas onde ocorrem oscilações naturais entre os mesmos. Já para os capacitores séries

têm se verificado sua instalação com intuito de diminuir o comprimento elétrico de linhas de transmissão para aumentar a estabilidade do sistema.

2.4.5 Capacitores em Derivação

Os principais objetivos da compensação de potência reativa shunt próxima das áreas de carga são o controle de tensão e a estabilização da carga. Bancos de capacitores em derivação são instalados nas principais subestações em áreas de carga para produzir potência reativa e manter a tensão dentro dos limites exigidos [17].

A instalação de bancos de capacitores em derivação, em pontos estratégicos do sistema e em diferentes níveis de tensão, proporciona melhor estabilização da rede elétrica, com reflexos positivos na qualidade e no custo da energia elétrica [28].

A potência efetiva desenvolvida por um banco de capacitores depende da tensão de operação do sistema ao qual está conectado, podendo ser calculada conforme equação 2.12.

$$Q_C = \left(\frac{U_{sist}}{U_{CN}} \right)^2 \times Q_{CN} \quad (2.12)$$

Onde:

Q_C : potência desenvolvida pelo banco sob tensão de operação do sistema U_{SIST} ;

U_{SIST} : tensão de operação do sistema;

U_{CN} : tensão nominal do banco de capacitores;

Q_{CN} : potência nominal do banco de capacitores.

Deve-se ressaltar que a potência desenvolvida pelo banco de capacitores é proporcional ao quadrado da relação entre as tensões de operação do sistema e nominal do referido banco. Desta forma, para tensões de operação superiores à tensão nominal, a potência desenvolvida pelo banco pode exceder os limites das unidades capacitivas, caso não sejam devidamente dimensionadas. Por este motivo, a tensão nominal de um banco de capacitores é normalmente especificada como sendo igual ou superior à máxima tensão de operação do sistema. Deve-se atentar que, quando o banco estiver operando sob tensão

nominal do sistema, a potência reativa desenvolvida será inferior à potência nominal do mesmo [28].

Do ponto de vista de estabilidade de tensão, bancos de capacitores em derivação são de grande utilidade, pois permitem que as unidades geradoras próximas aos seus locais de instalação operem com fator de potência próximo do valor unitário. Isso maximiza a ação rápida da reserva de potência reativa das máquinas. Se comparados aos SVC, bancos de capacitores em derivação possuem custo reduzido. Estes equipamentos ainda são dotados de reatores limitadores de curto-circuito para limitar efeitos transitórios oriundos de manobras do equipamento [17].

As principais desvantagens para instalação de bancos de capacitores em derivação são: sob condições de tensão reduzida a potência fornecida é proporcional ao quadrado da tensão; além disso possuem resposta lenta frente a variações de tensão [17].

Os bancos de capacitores são extensivamente utilizados nos sistemas de distribuição de energia para correção do fator de potência e controle de tensão nos alimentadores [16].

2.4.6 Reatores em Derivação

A utilização de reatores em derivação tem objetivo principal de manter a tensão dentro de valores admissíveis frente a elevações de tensão ocorridas na rede absorvendo a potência reativa excessiva do sistema.

Uma linha de transmissão operando em seu valor nominal (SIL – *Surge Impedance Loading*) caracteriza-se pela ausência de fluxo de potência reativa mantendo aproximadamente o mesmo perfil de tensão ao longo de sua extensão. Desta forma, não haverá troca de potência reativa entre a linha de transmissão e o sistema.

Quando uma linha de transmissão opera sob condição de baixo carregamento (abaixo do SIL) há predominância de seu efeito capacitivo, fornecendo potência reativa ao sistema. Ao passo que, na condição de elevado carregamento há predominância de seu efeito indutivo, absorvendo potência reativa da rede.

A presença de reatores em derivação nas extremidades das linhas de transmissão visa neutralizar seu efeito capacitivo, ou seja, deve absorver a potência reativa gerada pela linha, o que pode ser verificado principalmente em condições de operação abaixo do SIL.

No entanto, o emprego de reatores em derivação nos terminais de linhas de transmissão é capaz de controlar a tensão nas referidas extremidades, o que não ocorre com as sobretensões identificadas no meio da linha. A utilização dos reatores em derivação não é apenas considerada nos terminais das linhas de transmissão, mas também nos próprios barramentos das subestações [28].

A presença de reatores shunt é capaz de limitar as sobretensões em regime permanente e também sobretensões dinâmicas [16].

2.5 Localização da compensação de potência reativa

Em um sistema elétrico de potência, a transmissão eficiente de grandes blocos de energia requer o controle do nível de tensão, o qual pode sofrer alterações devido a variações na geração e/ou na carga. Esse controle é obtido através da adequação da potência reativa no sistema elétrico [28].

A alocação de fontes de potência reativa é uma componente crítica no Planejamento de Potência Reativa (RPP – *Reactive Power Planning*) ou Planejamento Var. Tradicionalmente, os locais para implantação de novas fontes Var eram simplesmente estimados ou diretamente assumidos. Devido a funções objetivo complexas, restrições e algoritmos de solução, RPP representa um dos mais desafiadores problemas nos sistemas de potência [29].

Diversas pesquisas e publicações têm sido amplamente realizadas em várias partes do mundo de forma a buscar a localização mais efetiva para implantação de equipamentos para a compensação de potência reativa e ainda utilizar, de forma mais eficiente, as reservas de potência reativa existentes.

A referência [30] apresenta um método para localização da compensação de potência reativa no Sistema Nacional do Sudão (*Sudan National Grid*), para aliviar a geração Var das máquinas com limites violados, utilizando o índice que representa o “Valor Principal de Incremento de Tensão (MVVI – *Mean Value of Voltage Increase*)”.

Neste caso, avalia-se o incremento de tensão em todas as barras da rede através da alocação de 5 Mvar em cada barra de carga do sistema, individualmente. O processo é realizado para todas as barras de carga do sistema (uma de cada vez). O MVVI é classificado para cada processo e o valor mais elevado do índice mostra a melhor localização para compensação da potência reativa. Após a identificação do local, determina-se o montante necessário da compensação de potência reativa para as barras com MVVI mais elevados de forma a não violar os limites de tensão permitidos.

Os autores em [31] propõem um modelo de alocação ótima de reserva de potência reativa na operação em tempo real. Neste caso o gerenciamento da reserva de potência reativa é proposto como um modelo de otimização. A função objetivo principal é minimizar o custo de suporte de potência reativa, assim como a redução das perdas ativas do sistema, através do reescalonamento da injeção de potência reativa. A margem de estabilidade de tensão é incorporada às equações de fluxo de potência para garantir a segurança operativa do sistema frente a variações repentinas de carga ou até mesmo de contingências. O despacho ótimo de potência reativa é obtido com a minimização da função objetivo “Custo de Suporte Reativo”.

Já a referência [32] apresenta um modelo de Planejamento de Potência Reativa (RPP – *Reactive Power Planning*) através da otimização de duas funções objetivo simultaneamente para um mesmo objetivo global. Os objetivos da otimização são a minimização dos custos totais de investimento do sistema e a maximização do “bem-estar social”. Um algoritmo genético é utilizado para resolver o problema de otimização. A minimização dos custos totais de investimento do sistema é um indicativo da menor alocação de fontes reativas nas barras do sistema, considerando restrições de limites de geração e perfil de tensão nos barramentos. A maximização do “bem-estar social” é apresentada como a minimização das perdas ativas do sistema.

Por outro lado, a referência [33] apresenta o uso da técnica da decomposição de Benders para o planejamento Var. Neste caso, o objetivo da otimização das fontes reativas é determinar o mínimo custo do plano de expansão garantindo o comportamento adequado do sistema em condição normal de operação e sob contingências. Considera-se uma decomposição hierárquica do problema em duas partes: subproblema investimento (onde são tomadas as decisões com relação à localização e tamanho da nova fonte de potência

reativa) e subproblema operativo (onde as novas fontes de potência reativa são usadas para otimizar a operação do sistema). A solução global é obtida através da iteração entre os subproblemas.

A referência [34] utiliza a metodologia *Particle Swarm Optimization* (PSO) para formulação do problema VVC (*Volt/Var Control* – Controle Volt/Var). Neste caso a metodologia PSO é aplicada para encontrar a melhor solução para o problema de minimização das perdas elétricas através da manipulação das variáveis de estado (valores operativos de RAT, posição dos OLTC e montantes de compensação de potência reativa). A melhor solução é utilizada para o cálculo da curva P-V. Se a margem de carregamento obtida for maior do que o valor pré-determinado, o controle é mantido como solução final.

A referência [35] apresenta um método unificado para o despacho ótimo de potência ativa e reativa com a função objetivo principal de minimizar os custos de geração. O módulo de otimização de potência reativa (*Q-Module*) utiliza como variáveis de saída a geração de potência reativa das máquinas, capacitores e reatores shunt do sistema e a posição dos taps dos transformadores em atendimento às restrições de perfil de tensão nos barramentos e limites de fluxo de potência através das linhas de transmissão. A resolução do problema global é obtida através da inclusão dos módulos de otimização de potência ativa e reativa no módulo de cálculo de fluxo de potência.

Finalmente, a referência [36] apresenta uma metodologia com inclusão do problema de pré-despacho para melhoria da estabilidade de tensão através da otimização da injeção de potência reativa dos geradores e compensadores síncronos na programação da operação do sistema. A partir dos fatores de participação das máquinas é possível definir índices de penalidade para compor a função objetivo do fluxo de potência ótimo. Neste caso busca-se obter o despacho adequado de potência reativa a partir de cada gerador e compensador síncrono para garantir a maximização da margem de estabilidade de tensão. Verifica-se que o despacho de potência ativa dos geradores foi mantido inalterado para a solução do sistema, garantindo nenhum acréscimo ao custo de geração.

3 O PARTICIONAMENTO DE REDES ELÉTRICAS EM ÁREAS COERENTES

3.1 Introdução

Para garantir a qualidade, confiabilidade e continuidade do serviço de transmissão de energia elétrica nos limites estabelecidos, uma das principais características definidas em [37] refere-se à manutenção da tensão nas barras do sistema dentro de limites admissíveis. O crescimento das cargas, linhas de transmissão longas e o aumento dos sistemas de transmissão e distribuição, com a inclusão de novas linhas podem resultar na variação indesejada da tensão no sistema.

Os ajustes da tensão podem ser realizados pelo operador do sistema manipulando-se as instalações existentes, tais como fontes de potência reativa (unidades geradoras e equipamentos de compensação de potência reativa) e taps de transformadores. No entanto, quando há um déficit da potência reativa para suprir a demanda da rede elétrica, torna-se necessária uma avaliação criteriosa com relação à definição dos locais e montantes para instalação de novas fontes de potência reativa. Isso possibilita, além da melhoria dos níveis de tensão, a minimização de perdas ativas e a melhoria da estabilidade do sistema elétrico [15].

Conforme exposto no Capítulo 02 deste trabalho, a maneira mais eficiente de utilização da potência reativa em sistemas elétricos é produzi-la no mesmo local onde será consumida. Isto reduz as perdas no sistema e garante o controle da tensão. Desta forma, a avaliação da compensação de potência reativa de forma local pode prover benefícios à rede quanto aos aspectos de controle de tensão e estabilidade.

A teoria básica de particionamento de uma rede elétrica com n barras é caracterizada pelo parâmetro C_{ij} que representa a conexão entre duas barras i e j . E a definição deste parâmetro depende da técnica de particionamento adotada. Desta forma, avaliando-se os valores assumidos para o parâmetro C_{ij} , se o mesmo apresentar um valor elevado, significa que há forte conexão entre as barras i e j . Caso contrário, a conexão entre estes nós é admitida fraca. E um grupo de barras fortemente conectadas é definido como área característica ou área com comportamento coerente. Para o particionamento de

sistemas elétricos somente a conexão elétrica entre duas barras do sistema, representada pelos parâmetros das linhas de transmissão, por exemplo, não é capaz de quantificar o acoplamento entre aquelas barras que não estão conectadas diretamente. Portanto, o cálculo de C_{ij} mostra-se de grande importância na definição do grau de acoplamento entre as barras de um sistema elétrico [12].

Neste trabalho as áreas características, ou áreas coerentes, correspondem aos agrupamentos de barras com comportamentos semelhantes quanto à relação Volt/Var. As metodologias utilizadas para identificação dessas áreas são: Metodologia VCA (*Voltage Control Area* – Áreas de Controle de Tensão) e Metodologia do Vetor Tangente.

3.2 Histórico

A utilização da metodologia VCA é recentemente encontrada na literatura e sua aplicação abrange desde soluções operativas para o problema de controle de tensão até o equacionamento dos custos de serviços ancilares em sistemas com mercado de energia desregulados.

A referência [10] apresenta um método automático para prevenir o colapso de tensão na rede de transmissão polonesa. No ponto de colapso de tensão da rede elétrica utiliza-se a metodologia VCA para calcular a potência reativa necessária para impedir este colapso e ainda identificar o local em que esta potência reativa deve ser injetada. Neste caso são identificados os geradores com maiores fatores de participação (PF) em cada área para contribuir com a estabilidade de tensão da rede elétrica.

Por outro lado, os autores em [11] utilizam a metodologia VCA para identificar áreas coerentes sob o aspecto de controle de tensão e potência reativa em uma rede elétrica. Considera-se que o fornecimento da potência reativa para o controle de tensão é realizado localmente. Então a comercialização desta potência pode ser caracterizada como um mercado local, se comparada ao mercado global do sistema elétrico. Desta forma é possível propor a precificação da potência reativa para cada área de controle do sistema de forma individual.

A referência [38] propõe o método K-Médias (*K-Means*), em alternativa ao método hierárquico convencional, para o agrupamento das barras no processo de formação das

áreas de controle (VCA). São realizados agrupamentos, baseados em ambos os métodos, para os sistemas teste IEEE14 Barras e IEEE30 Barras. Verificam-se pequenas diferenças entre as áreas definidas a partir de cada método de agrupamento. De posse das áreas de controle foram propostas ações de controle (incremento da tensão nas unidades geradoras ou incremento no suporte de potência reativa através de inserção de bancos de capacitores dentro da área de controle em análise) para garantir o perfil de tensão adequado nos barramentos frente aos incrementos de carga considerados.

Segundo a referência [39] avalia-se a formação de áreas de controle de tensão baseada na sensibilidade de geração de potência reativa nas unidades geradoras com relação à demanda de potência reativa requerida pela rede durante cenários de contingências críticas (identificados pelas variações de tensão nas barras). A sensibilidade da geração de potência reativa com relação à demanda de potência reativa é computada para determinar a dependência de um grupo de barras de carga com relação a um grupo de fontes de potência reativa. Esta metodologia é aplicada a um caso base para definição das áreas coerentes. De forma a avaliar os efeitos que mudanças na topologia e condições operativas da rede pudessem causar à definição das áreas coerentes, a mesma metodologia foi aplicada para um grupo de contingências severas (as quais podem levar o sistema ao colapso de tensão) simuladas através do fluxo de potência continuado. Os resultados apresentados mostram que a metodologia considerada para o particionamento da rede elétrica propõe resultados significativos sob o foco de mínima variação de tensão entre as barras dentro de uma mesma área coerente, quando de uma mesma contingência, se comparados aos resultados obtidos através de outros métodos para obtenção das VCA.

Os autores em [40] comparam a formação de grupos de barras de carga coerentes baseada na Margem de Reserva Reativa (RRM – *Reactive Reserve Margin*), obtida a partir da curva Q-V, com o método de Sensibilidade de Geração, para identificar a localização ótima de um STATCOM. O RRM obtido é utilizado para identificar o grupo de geradores que possui maior impacto na definição do carregamento máximo das barras. As áreas formadas por barras coerentes são quantificadas através da curva Q-V, com valor mínimo de Q associado aos geradores com níveis de potência reativa mais próximos de suas capacidades nominais. A Sensibilidade de Geração determina uma análise sensitiva de injeção de potência reativa a partir de um gerador com relação à injeção de potência reativa

em uma barra de carga. Desta forma, determina-se o grupo de barras coerentes com reserva de potência reativa semelhantes. Os grupos de barras coerentes identificados por ambas as metodologias foram bastante semelhantes. Por fim, a barra com o valor mínimo de reserva de potência reativa (fundo da curva Q-V) é aquela selecionada para instalação do STATCOM.

A utilização da metodologia do Vetor Tangente apresenta-se de forma bastante abundante na literatura e possui inúmeras aplicações para identificação dos locais críticos, sob aspecto de colapso de tensão, em sistemas elétricos de potência. Desta forma, a utilização da metodologia do Vetor Tangente aplicada à identificação de áreas coerentes pode representar resultados significativos.

Em [12] apresenta-se uma comparação entre a técnica do vetor tangente e do autovetor à direita para definição da barra crítica do sistema. Constata-se através do vetor tangente a identificação da barra crítica da rede para pontos de operação distantes do colapso, questão ainda não verificada anteriormente. Embora o vetor tangente convirja para o autovetor à direita associado ao autovalor nulo (ponto crítico), esta metodologia proporciona informações adicionais durante o processo de carregamento do sistema.

Em [41] os autores apresentam técnicas com objetivo de reduzir o tempo computacional para traçar diagramas de bifurcação através de métodos de continuação. Uma das técnicas consiste na implementação do método desacoplado rápido no algoritmo previsor-corretor continuado. As demais técnicas consistem na redução do tamanho do sistema. Dentre as técnicas de redução do sistema, uma delas considera a utilização das informações do vetor tangente calculado durante o passo previsor, enquanto que outra é baseada no método de particionamento da rede e detecção de áreas fracas. As técnicas foram implementadas no sistema teste IEEE 300 Barras com objetivo de computar o fator de carregamento (λ) e o tempo computacional para identificação do ponto de bifurcação Sela-Nó, considerando ou não os limites de geração $Mvar$ das unidades geradoras. Dentre as técnicas utilizadas, a do vetor tangente se apresenta mais promissora.

O autor em [42] apresenta diversos índices propostos na literatura para identificação do colapso de tensão em uma rede elétrica, tais como decomposição em valores singulares, decomposição em autovalores, determinante Jacobiano reduzido, família de funções teste e vetor tangente. Testes são realizados na rede IEEE300 Barras para avaliar a proximidade

de um dado ponto de operação ao ponto de colapso de tensão através dos índices apresentados. Os resultados indicam que o vetor tangente é o índice de segurança de tensão mais promissor, pois além de identificar o ponto de colapso do sistema é capaz ainda de prever a barra crítica da rede ao colapso. Esta característica é de grande utilidade para auxiliar, por exemplo, as tomadas de decisão durante a operação de sistemas elétricos.

Os autores em [13] utilizam a técnica do vetor tangente para prever, além das barras críticas do sistema, o ponto de colapso de uma rede elétrica de forma on-line. A extrapolação das informações do vetor tangente possibilita prever o comportamento das variáveis do sistema e sua relação ao ponto de colapso da rede. Através da modelagem do sistema e da técnica de estimação de estado é possível, a partir de um dado ponto de operação conhecido, prever o estado do sistema alguns instantes posteriores. Desta forma, é possível monitorar a segurança de tensão através do vetor tangente para futuros cenários de carga, permitindo a correta tomada de decisão na prevenção do colapso de tensão. Os testes realizados em três cenários de carga distintos no sistema teste IEEE14 Barras ainda permitem concluir que ações de controle eficazes (neste caso o corte de carga) para garantir a estabilidade da rede são obtidas através da manipulação de um grupo de barras coerentes identificadas pelo vetor tangente.

A referência [9] apresenta a formulação do problema da estabilidade de tensão inserida no contexto de mercado de energia através de Índices de Estabilidade de Tensão (VSI). Neste caso, a restrição Estabilidade de Tensão é introduzida na solução de um fluxo de potência ótimo. Os índices foram modelados a partir do Valor Mínimo Singular (MSV), obtido da Decomposição Valor Singular (SVD), e da Norma Vetor Tangente (TVN), que é baseada na metodologia do vetor tangente no ponto de bifurcação. Os resultados da aplicação de ambos os índices mostram que a adoção de um valor crítico geral para tais índices é muito conservadora, o que pode levar a definição de preços inadequados ao mercado de energia.

Os autores em [43] utilizam a técnica do vetor tangente para apresentar um novo índice de estabilidade de tensão. A partir do referido índice proposto realiza-se uma comparação entre os resultados da vulnerabilidade relativa do sistema ao ponto de colapso de tensão com aqueles indicados pelo Índice L de Estabilidade de Tensão. Os resultados permitem concluir uma maior adequação da utilização do índice baseado no vetor tangente.

Esta característica se torna mais evidente quando das análises de ambos os índices em sistemas na configuração radial.

Na referência [44] utiliza-se a técnica do vetor tangente como ferramenta de sensibilidade para perdas elétricas no sistema. As análises propostas objetivam identificar as barras nas quais a instalação de bancos de capacitores seja capaz de reduzir as perdas elétricas do sistema frente a distintos cenários operativos. Simulações com a rede teste IEEE 14 Barras são desenvolvidas para identificação do ponto de colapso de tensão da rede e contabilização das perdas elétricas. No processo de identificação do ponto de colapso consideram-se duas situações: a) incremento de carga em parte do sistema, permitindo-se avaliar a perda repentina de parte da carga do sistema ou ainda apenas considerar a resposta de uma parte reduzida do sistema (remetendo às técnicas de particionamento); b) tipo de modelagem da carga para análises de estabilidade de tensão. Os resultados apresentam a identificação dos pontos de bifurcação para os cenários operativos de perda de carga analisados e mostram que nem sempre a escolha da barra crítica oferece a redução de perdas mais efetiva. Finalmente, a escolha do tipo de modelagem da carga não apresenta mudanças significativas nos resultados identificados pelo vetor tangente.

3.3 Metodologia VCA

A formação das VCA (Áreas de Controle de Tensão – *Voltage Control Area*) em sistemas elétricos é o processo de agrupamento de barras de forma não sobreposta, ou seja, cada barra do sistema deve pertencer somente a uma área de controle. Esses grupos são definidos como Áreas de Controle de Tensão se forem eletricamente desacoplados com relação a sua área vizinha. Cada VCA consiste de um grupo de barras com acoplamento elétrico significativo. Neste caso, o perfil de tensão de cada barramento dentro da VCA deve ser efetivamente controlado pelo suporte de potência reativa local, e este controle é pouco influenciado pelas demais áreas [11].

Existem diversos métodos para identificação das VCA. Um deles envolve a determinação da distância elétrica entre as barras do sistema seguida de um algoritmo de agrupamento hierárquico para classificar as áreas e definir seus contornos. No sistema

elétrico Francês, o conceito de distância elétrica e um algoritmo de análise tipológico foram usados pela *Electricité de France* (EDF) para obter áreas de controle de tensão [45].

3.3.1 Determinação da VCA baseada na distância elétrica e no algoritmo de agrupamento hierárquico

➤ Distância elétrica

A relação entre tensão e corrente em um sistema elétrico pode ser representada pela matriz de admitância $[Y]$ ou matriz de impedância $[Z]$ conforme equação 3.1.

$$\begin{bmatrix} \Delta I_1 \\ \vdots \\ \Delta I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix}; \begin{bmatrix} \Delta V_1 \\ \vdots \\ \Delta V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & \cdots & Z_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n1} & \cdots & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta I_1 \\ \vdots \\ \Delta I_n \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

As matrizes $[Y]$ e $[Z]$ são inversas. Os elementos da matriz de impedância Z refletem as variações de tensão causadas pela variação de corrente nas barras do sistema.

O equilíbrio de potência em uma determinada barra (i) do sistema é obtido a partir das equações 3.2 a 3.5.

$$\left(\frac{S_i}{V_i}\right)^* = \sum_{j=1}^n \dot{Y}_{ij} \dot{V}_j \quad (3.2)$$

$$P_i - jQ_i = \dot{V}_i^* \sum_{j=1}^n \dot{Y}_{ij} \dot{V}_j \quad (3.3)$$

$$P_i = \text{Re}\{\dot{V}_i^* \sum_{j=1}^n \dot{Y}_{ij} \dot{V}_j\} \quad (3.4)$$

$$Q_i = \text{Im}\{V_i^* \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j\} \quad (3.5)$$

O cálculo do fluxo de potência ativa e reativa entre duas barras (*i e j*) do sistema pode ser obtido através das equações 3.6 a 3.8.

$$\hat{S}_{ij} = \hat{V}_i I_{ij}^* \quad (3.6)$$

$$P_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - G_{ij} V_i^2 \quad (3.7)$$

$$Q_{ij} = V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) + (B_{ij} - \frac{b_{ij}}{2}) V_i^2 \quad (3.8)$$

Onde:

G_{ij} : parte real do elemento (ij) da matriz de admitância;

B_{ij} : parte imaginária do elemento (ij) da matriz de admitância;

Y_{ij} : elemento (ij) da matriz de admitância;

B_{ij} : susceptância do ramal (ij);

V_i : magnitude da tensão na barra (i);

θ_i : ângulo da tensão na barra (i);

S_{ij} : fluxo de potência aparente no ramal (ij);

P_{ij} : fluxo de potência ativa no ramal (ij);

Q_{ij} : fluxo de potência reativa no ramal (ij).

As equações de fluxo de potência são não lineares, o que exige um processo iterativo para resolvê-las. A partir do Método Newton-Raphson é possível determinar as raízes de uma equação não linear de maneira sofisticada e sem grande esforço computacional. Este método utiliza interpolação para resolução de equações não lineares, conforme apresentado na equação 3.9.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J] \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Onde $[J_1]$, $[J_2]$, $[J_3]$ e $[J_4]$ são submatrizes da matriz Jacobiano $[J]$, com dimensões apropriadas, e definidas a partir de equações diferenciais parciais indicadas na equação 3.10.

$$[J] = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

O conceito de distância elétrica envolve a matriz $[J_4] = \left[\frac{\delta Q}{\delta V} \right]$ que é submatriz da matriz Jacobiano, e sua inversa $[J_4]^{-1} = \left[\frac{\delta V}{\delta Q} \right]$ denominada matriz de Sensibilidade. Os elementos da matriz $\left[\frac{\delta V}{\delta Q} \right]$ refletem a propagação da variação de tensão devido à injeção de potência reativa em uma determinada barra. A magnitude do acoplamento de tensão entre duas barras pode ser quantificada através da atenuação máxima da variação de tensão entre estas barras. Tais atenuações podem ser obtidas a partir da matriz de Sensibilidade dividindo-se os elementos de cada coluna pelo termo da diagonal principal. A matriz de Atenuação entre todas as barras do sistema, $[\alpha_{ij}]$, pode ser escrita através da equação 3.11 [46].

$$\Delta V_i = \alpha_{ij} \Delta V_j \quad (3.11)$$

Nota-se que o comportamento dos elementos da matriz de Atenuação $[\alpha]$ representa a relação que a variação de tensão em uma barra é capaz de influenciar em outras barras do sistema. Neste aspecto, torna-se possível quantificar o grau de acoplamento entre duas barras quaisquer sob o ponto de vista de controle de tensão.

A aplicação da metodologia define-se a partir de uma análise de fluxo de potência convergido através da computação da submatriz $[J_4]$, ou seja, a matriz $\left[\frac{\delta Q}{\delta V} \right]$. A distância

elétrica normalizada é calculada utilizando-se os elementos da matriz de Sensibilidade $\left[\frac{\delta V}{\delta Q}\right]$.

A seguir apresenta-se o método passo-a-passo para o particionamento de uma rede elétrica através da metodologia VCA:

- a) Calcula-se a matriz Jacobiano $[J]$ e então se obtém a submatriz $[J_4] = \left[\frac{\delta Q}{\delta V}\right]$;
- b) Inverte-se $[J_4]$. Então: $[B] = \left[\frac{\delta V}{\delta Q}\right] = [J_4]^{-1}$ e os elementos de $[B]$ são escritos como b_{ij} , onde $b_{ij} = \frac{\partial V_i}{\partial Q_j}$;
- c) Obtém-se a matriz Atenuação, $[\alpha_{ij}]$, entre todos os nós: $\alpha_{ij} = \left(\frac{b_{ij}}{b_{jj}}\right)$;
- d) Calcula-se a distância elétrica entre as barras do sistema:

$$D_{ij} = -\log(\alpha_{ij} \times \alpha_{ji});$$
- e) Normalizam-se as distâncias elétricas como segue: $D_{ij} = \frac{D_{ij}}{\text{Max}(D_{i1}, \dots, D_{in})}$

Uma vez calculadas as distâncias elétricas para todos os pares de nós do sistema, é possível traçar a envoltória que define os contornos de cada área de controle do sistema. Existem diversas formas de agrupar os barramentos. Neste trabalho considera-se a utilização do algoritmo de agrupamento hierárquico.

➤ Algoritmo de agrupamento hierárquico

A partir das distâncias elétricas calculadas para qualquer par de nós do sistema, é possível traçar as fronteiras das VCA. Neste caso, a ideia principal é dar autonomia e independência do ponto de vista de controle de tensão para cada área formada.

O método de classificação hierárquica determina as áreas de controle de acordo com as distâncias elétricas calculadas. A aplicação do método resume-se em encontrar as distâncias elétricas de cada barra de geração (i) para as demais barras do sistema (j) ($j \neq i$), D_{ij} , e classifica-las em ranges previamente definidos ($Range1$, $Range2$, $Range3$, ...) dispostos em ordem crescente como segue:

$$0 \leq Range\ 1 < R1$$

$$R1 \leq Range\ 2 < R2$$

$$R2 \leq Range\ 3 < R3 \dots$$

$$R1 < R2 < R3 \dots$$

O processo de agrupamento inicia-se pelo *Range* 1. Para cada barra (*j*) na qual a distância elétrica para a barra de geração (*i*) seja menor do que *R1*, ou seja, $D_{ij} \in Range\ 1$, então as barras (*i* e *j*) pertencem ao mesmo grupo. Este processo é repetido para todas as barras no *Range* 1. Se alguma barra não for alocada, repete-se o processamento para os demais *Ranges* até que todas as barras estejam classificadas dentro de um *Range*. Quanto menores forem os *Ranges*, melhores serão os efeitos do agrupamento [46].

3.4 Metodologia do Vetor Tangente

O colapso de tensão é um fenômeno tipicamente não linear cabendo assim aplicação de técnicas de análise não lineares para avaliação do problema, como a teoria das bifurcações. As técnicas apresentadas neste item possuem larga aplicação na avaliação do comportamento de um sistema elétrico ao se considerar a variação de um determinado parâmetro, como por exemplo, o cálculo da margem de carga [41]; [44].

Uma bifurcação representa a mudança qualitativa no sistema não linear conforme a variação de um parâmetro, oferecendo informações sobre a estabilidade do sistema analisado.

Seja o sistema não linear descrito pela equação 3.12.

$$\dot{x} = f(x, u) \tag{3.12}$$

Onde *x* é um vetor de dimensão *n* composto pelas variáveis de estado do sistema e *u* o vetor de dimensão *k* composto pelos parâmetros que levam o sistema de um ponto de equilíbrio a outro. Deve-se observar que o vetor de parâmetros não faz parte das variáveis de estado do sistema. Para cada valor de *u* há um ponto de equilíbrio definido conforme demonstrado pela equação 3.13.

$$f(x_0, u) = 0 \quad (3.13)$$

Na teoria das bifurcações admite-se que os parâmetros do sistema variam lentamente e que seu principal objetivo é estudar o sistema no limite da estabilidade. Podem-se encontrar alguns exemplos de bifurcações na literatura, no entanto as mais utilizadas em SEP são Bifurcação de Hopf e Sela-Nó. Para um modelo dinâmico do sistema, ambas podem ser identificadas. No entanto, para utilização do modelo estático da rede elétrica (como em estudos de fluxo de potência) somente a bifurcação Sela-Nó pode ser detectada devido às restrições impostas pela modelagem estática do sistema.

Na bifurcação Sela-Nó, o ponto de operação estável (equilíbrio estável) desaparece e a consequência é o colapso dinâmico dos estados do sistema [47]. No sistema elétrico este ponto pode causar um colapso de tensão.

A partir do sistema não linear apresentado na equação 3.14 é possível identificar a bifurcação Sela-Nó [47]:

$$\dot{x} = \lambda + x^2 \quad (3.14)$$

Onde $u = [\lambda]$ é o parâmetro que leva o sistema de um ponto de equilíbrio a outro. A solução deste sistema é dada pela relação indicada na equação 3.15.

$$x = \pm\sqrt{-\lambda} \quad (3.15)$$

Considerando o ponto de equilíbrio ($\dot{x} = 0$), através da variação do parâmetro λ é possível traçar o gráfico da Figura 8. Verificam-se três possibilidades de solução:

- Para $\lambda > 0$, não existe ponto de equilíbrio fixo;
- Para $\lambda = 0$, existe um ponto de equilíbrio fixo;
- Para $\lambda < 0$, existem dois pontos de equilíbrio fixo.

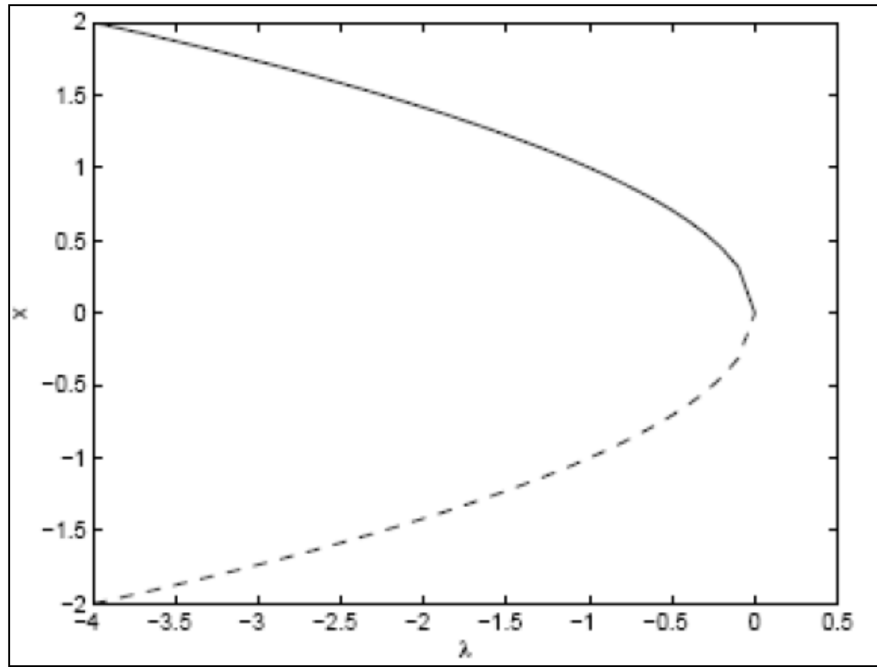


Figura 8. Bifurcação Sela-Nó

3.4.1 Método da Continuação

O Método da Continuação é utilizado para traçar o caminho de um sistema a partir de um ponto de equilíbrio estável até o seu colapso [48]. O modelo de equação utilizado para descrição do método é dado pela equação 3.12. Há dois passos que movem o sistema:

Passo Previsor: considerando que seja conhecido o primeiro ponto de equilíbrio, a equação 3.12 é reescrita e obtém-se a equação 3.16.

$$\dot{x} = f(x_0, u_0) \quad (3.16)$$

Derivando-se a equação 3.16 em relação a x e em relação a u pode-se encontrar a equação 3.17.

$$D_x f(x_0, u_0) \frac{dx}{du} + \frac{\partial f(x_0, u)}{\partial u} = 0 \quad (3.17)$$

O Vetor Tangente (VT) pode ser definido com o rearranjo da equação 3.17 e escrevendo-se a equação 3.18.

$$VT_0 = \frac{dx_0}{du} = -D_x f(x_0, u_0)^{-1} \frac{\partial f(x_0, u)}{\partial u} \quad (3.18)$$

Onde $D_x f(x_0, u_0)$ são as derivadas de $f(x, u)$ em relação às variáveis de estado no ponto (x_0, u_0) .

O passo gerado pelo previsor é escrito através da equação 3.19.

$$\frac{\Delta x_0}{\Delta u_0} = VT_0 \quad (3.19)$$

Considerando a relação apresentada na equação 3.20 pode-se normalizar o tamanho do passo. A constante k é utilizada para acelerar ou retardar o processo até o ponto de bifurcação.

$$\Delta u_0 = \frac{k}{\|VT_0\|} \quad (3.20)$$

Substituindo-se a equação 3.20 na equação 3.19, obtém-se a equação 3.21.

$$\Delta x_0 = k \frac{VT_0}{\|VT_0\|} \quad (3.21)$$

Desta forma, quanto mais inclinada for a curva que descreve o caminho até a bifurcação, menor será o passo previsor. Ou seja, à medida que se aproxima da bifurcação, menores serão os passos aplicados. Esta propriedade se torna importante, pois no início do processo aplicam-se passos mais longos enquanto que próximos à bifurcação são aplicados passos cada vez menores, produzindo ganhos de tempo computacional.

Passo Corretor: o objetivo do passo corretor é estabelecer uma solução para (x_1, u_1) a partir do ponto $(x_0 + \Delta x_0, u_0 + \Delta u_0)$, gerado pelo passo previsor. Resolvendo-se as equações 3.22 e 3.23 obtém-se a solução do sistema.

$$f(x_0, u_0) = 0 \quad (3.22)$$

$$\rho(x_0, u_0) = 0 \quad (3.23)$$

Considerando-se que o passo previsor e o passo corretor são perpendiculares, é possível escrever a equação 3.24.

$$\rho(x_0, u_0) = \begin{bmatrix} \Delta x_0 \\ \Delta u_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 - x_0 - \Delta x_0 \\ x_1 - x_0 - \Delta x_0 \end{bmatrix} = 0 \quad (3.24)$$

A partir da solução obtida no passo previsor, as equações apresentadas convergem para (x_1, u_1) . A desvantagem deste método é o alto esforço computacional necessário para resolução de sistemas de grande porte, especialmente se este cálculo for necessário para uma grande quantidade de cenários operativos.

Uma maneira alternativa e eficaz é executar o Passo Corretor utilizando um fluxo de potência com as condições iniciais definidas pelo Passo Previsor. O sistema converge rapidamente. A Figura 9 ilustra este método.

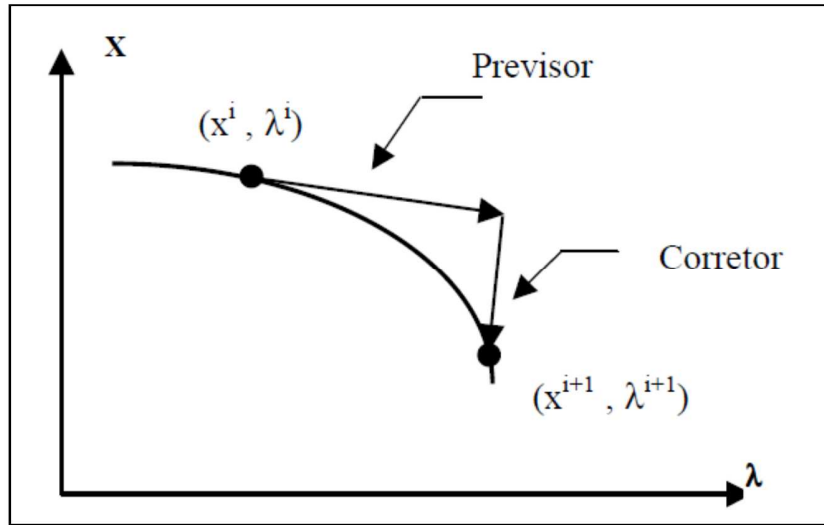


Figura 9. Método da Continuação

O Método da Continuação foi descrito matematicamente em [47] e aplicado em sistemas de potência em [49], [50], [51]. Este método tem larga aplicação para identificação do ponto de bifurcação do sistema, onde o parâmetro u admitido é o aumento de carga/geração.

Considerando as equações de fluxo de potência apresentadas na equação 3.9, para um incremento de carga do sistema $u = [\lambda]$ considerando como $(1 + \Delta\lambda)$, é possível encontrar as equações 3.25 e 3.26.

$$P^{esp} = (1 + \lambda)P_0 \quad (3.25)$$

$$Q^{esp} = (1 + \lambda)Q_0 \quad (3.26)$$

Onde P_0 e Q_0 são as potências ativas e reativas iniciais do sistema. Rearranjando as equações 3.25 e 3.26 escreve-se as equações 3.27 e 3.28.

$$\Delta P = \lambda P_0 \quad (3.27)$$

$$\Delta Q = \lambda Q_0 \quad (3.28)$$

Substituindo-se as equações 3.27 e 3.28 na equação 3.9 encontra-se a equação 3.29.

$$VT = \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \frac{1}{\lambda} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_0 \\ \Delta Q_0 \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

Desta forma a equação 3.29 representa o Vetor Tangente quando o parâmetro é o crescimento da carga/geração. O incremento de carga é dado pela relação indicada na equação 3.30.

$$\lambda = \frac{k}{\|VT\|} \quad (3.30)$$

Desta forma é aplicado o Passo Previsor incrementando-se a carga através das equações 3.25 e 3.26. O Passo Corretor se resume em calcular o fluxo de carga utilizando como condição inicial o Passo Previsor.

O cálculo do vetor tangente pode ser facilmente integrado em qualquer fluxo de potência convencional. Assim, sua facilidade de obtenção constitui uma grande vantagem em relação a outros métodos. Outra facilidade da utilização do vetor tangente é o fato de a maior componente deste vetor indicar a barra mais sensível, ou seja, pequenas variações no carregamento provocam grandes variações de tensões e ângulos nos barramentos.

A referência [47] mostra que o vetor tangente converge para o autovetor à direita associado ao autovalor nulo. Enquanto que a referência [51] indica que a maior componente no autovetor à direita indica a variável mais sensível no ponto de singularidade.

Neste trabalho a utilização das informações do vetor tangente é fundamental para identificação das barras críticas do sistema. Ou seja, a barra mais sensível no ponto de bifurcação pode ser indicada pelo maior valor em módulo do vetor tangente. Desta forma, toma-se a barra mais sensível à variação de carga para identificação dos grupos de barras com comportamento coerente. A seguir apresenta-se a aplicação do método do vetor tangente, passo-a-passo, com objetivo de definir o particionamento de uma rede elétrica.

A partir da resolução do fluxo de potência não linear convergido do sistema obtém-se a matriz Jacobiano $[J]$ e as potências ativa e reativa iniciais. Encontra-se o Vetor Tangente e ordenam-se seus valores em ordem crescente de magnitude absoluta:

$$VT = \begin{bmatrix} \frac{\Delta\theta}{\Delta\lambda} \\ \frac{\Delta V}{\Delta\lambda} \\ \frac{\Delta\lambda}{\Delta\lambda} \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} P_0 \\ Q_0 \end{bmatrix}$$

- a) Adota-se o parâmetro k de particionamento fixo, entre 0,5 e 0,75;
- b) Definida a barra crítica do sistema (maior valor em módulo do Vetor Tangente) e diz que esta barra pertence à primeira área crítica, tornando-se o núcleo crítico desta área;
- c) A partir daí, se a razão entre o módulo do Vetor Tangente associado a cada barra j pelo núcleo crítico for maior do que o parâmetro k , então estas barras pertencem à mesma área;
- d) A próxima barra ordenada de acordo com a magnitude do vetor tangente que não pertencer à área em formação torna-se o núcleo crítico da nova área;
- e) Repete-se o processo até que todas as barras estejam agrupadas.

3.5 Aplicação das metodologias para particionamento de redes elétricas

A partir das metodologias apresentadas nos itens anteriores deste capítulo, tornam-se possíveis aplicações em sistemas teste já consagrados na literatura, com o objetivo de avaliar as principais características das áreas coerentes formadas.

Para isso, foram selecionadas redes elétricas teste com dimensões distintas com objetivo de verificar a aplicabilidade das referidas metodologias em sistemas de diferentes proporções. Sendo assim, apresentam-se os resultados de particionamento para os sistemas elétricos testes: IEEE 14 Barras, CIGRÉ 32 Barras e IEEE 118 Barras.

3.5.1 Sistema teste IEEE 14 Barras

Os parâmetros de modelagem do sistema teste IEEE 14 Barras encontram-se no ANEXO 1. Para este sistema foram consideradas as metodologias VCA e do Vetor Tangente para o particionamento em áreas coerentes.

➤ Particionamento através da Metodologia VCA

A Tabela 1 apresenta a classificação em *Ranges* das distâncias elétricas calculadas entre as barras de geração e as demais barras do sistema. A Tabela 2 apresenta o particionamento do sistema IEEE 14 Barras após a aplicação do algoritmo de agrupamento hierárquico.

Tabela 1. Distribuição das distâncias elétricas calculadas

Gerador	$D_{ij} < 0,90$	$0,91 < D_{ij} < 0,93$	$0,94 < D_{ij} < 1,0$
1	-	2; 5	3; 4; 7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14;
2	-	3; 4; 5	6; 8;
3	-	-	4; 5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14
6	9; 10; 11; 12; 13; 14	7	8
8	9	10; 11; 12; 13; 14	-

Tabela 2. Agrupamento das barras (Metodologia VCA)

Áreas	Barras
1	6; 7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14
2	1; 2; 3; 4; 5

➤ Particionamento através da Metodologia do Vetor Tangente

A Tabela 3 apresenta as magnitudes do vetor tangente calculadas para as barras do sistema IEEE 14 Barras. A Tabela 4 apresenta as áreas coerentes formadas através da metodologia.

Tabela 3. Magnitude do VT das barras

Barra	Magnitude VT	Barra	Magnitude VT
14 (*)	0,26666395	14	0,088973105
13	0,249934042	10	0,071371829
12	0,248678438	13	0,069989924
10	0,244227724	9	0,066412892
11	0,240139619	12	0,064274071
9	0,239560233	11	0,063234529
6	0,230695345	6	0,047077237
7	0,204497239	7	0,042053796
8	0,204497239	4	0,037495836
3 (**)	0,191196177	5	0,036502624
4	0,140655852	2	0,03261864
5	0,116276522	8	0,002063329

(*) Núcleo crítico da Área 1

(**) Núcleo crítico da Área 2

Tabela 4. Agrupamento das barras (Metodologia VT)

Áreas	Barras
1	6; 7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14
2	1; 2; 3; 4; 5

Verifica-se através da Tabela 2 e da Tabela 4 que as áreas coerentes formadas a partir de ambas as metodologias são exatamente as mesmas. Isso demonstra a coerência entre as metodologias no processo de identificação do agrupamento de barras para relação Volt/Var. A Figura 10 apresenta o diagrama correspondente ao sistema IEEE 14 Barras particionado nas áreas coerentes obtidas.

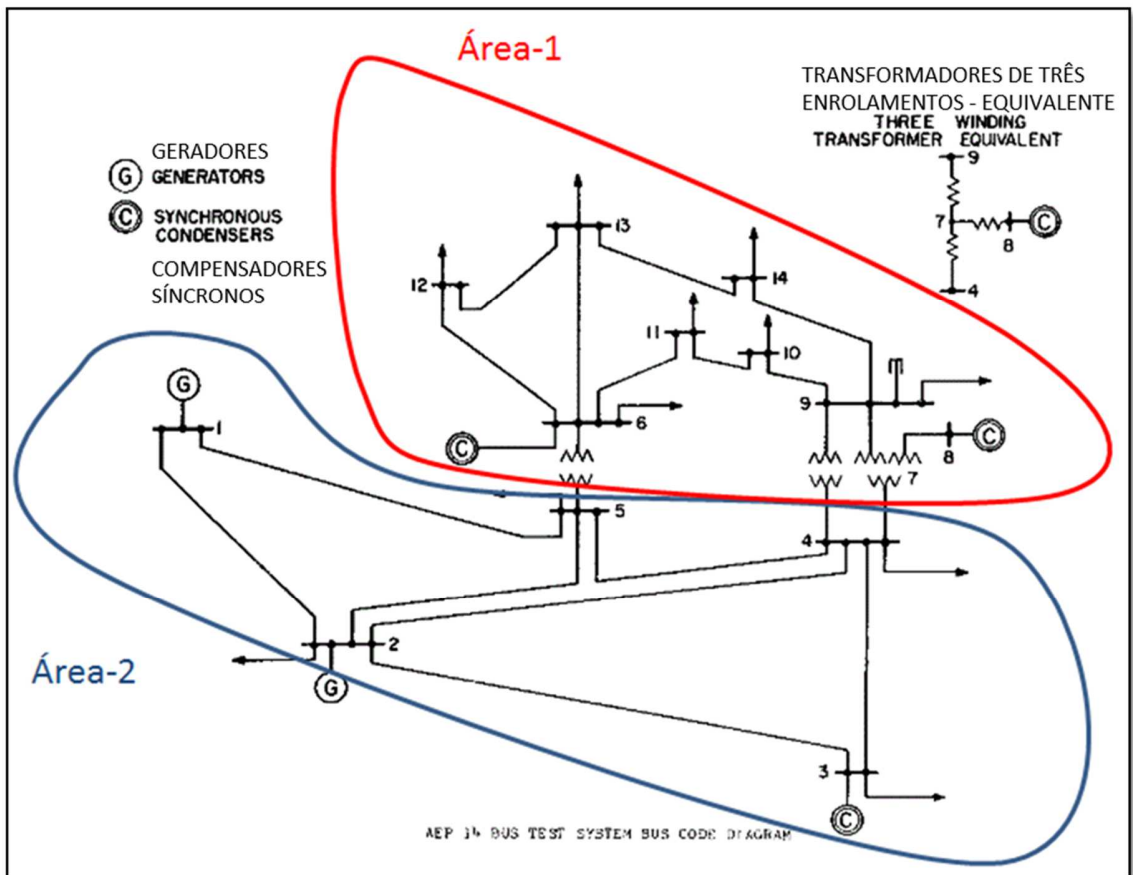


Figura 10. Sistema IEEE 14 Barras particionado

3.5.2 Sistema teste CIGRE 32 Barras

Os parâmetros de modelagem do sistema teste CIGRE 32 Barras encontram-se no ANEXO 2. Para este sistema foram consideradas as metodologias VCA e do Vetor Tangente para o particionamento em áreas coerentes.

➤ Particionamento através da Metodologia VCA

A Tabela 5 apresenta a classificação em *Ranges* das distâncias elétricas calculadas entre as barras de geração e as demais barras do sistema. A Tabela 6 apresenta o particionamento do sistema CIGRE 32 Barras após a aplicação do algoritmo de agrupamento hierárquico.

Tabela 5. Distribuição das distâncias elétricas calculadas

Gerador	$D_{ij} < 0,20$	$0,21 < D_{ij} < 0,30$	$0,31 < D_{ij} < 0,50$
4072	4071	4011; 4012; 1043	4061; 4021; 1012; 1014; 1022; 1021; 4032; 4045; 4046; 2031; 1045
4071	4011; 4012; 1013; 1014	4021; 1012; 1021; 2031	4031; 4042; 4047; 1022; 4032; 4044; 1011; 1045
4011	4012; 1011	1022	4031; 4042; 4041; 1013; 1012; 1014; 1021; 2031
4012	1012	1011; 4022	4021; 4031; 4041; 1013; 1014; 1022; 4032; 2031
4021	-	4042; 4032	4031; 1013; 4022; 4043; 4044; 1011
4031	2031	4041; 2032; 4022; 4032; 4021	4044
4042	4043; 4044	4032	4041; 4047; 1043; 1042; 4045; 4046; 1041; 1044; 1045
4041	-	4044; 4061	4062; 2032; 1043; 1042; 1022; 4032; 4033; 4045; 2031; 1044
4062	4063; 4045; 4061	4051; 1043; 4044; 1041; 1045	1042; 4032; 4043; 1044
4063	-	4045; 4061	4051; 1043; 1042; 4043; 4044; 1041; 1044; 1045
4051	4045	1043; 1042; 4044; 1041; 1045	4032; 4043; 4061; 1044
4047	4043; 4046	4044	1043; 1042; 4032; 4045; 1041; 1044; 1045
2032	2031	-	4022; 4032
1013	1014; 1011	1012; 4022	1022; 4032
1012	1014	4022	1022; 1011
1014	1011	-	4022
1022	1021; 4022	-	4032; 2031; 1011
1021	-	4022	-
1043	1042; 4044; 4045; 1041; 1044; 1045	-	4032; 4043; 4046; 4061

1042	4044; 4045; 1041; 1044; 1045	-	4032; 4043; 4046
4022	-	-	4032; 2031; 1011
4032	-	4044	4043; 4045; 2031; 1044
4043	4044; 4046	1044	4045; 1041; 1045
4044	4045; 1044	1041; 1045	4046; 4061; 2031
4045	1041; 1045	1044	4046; 4061
4046	-	-	1041; 1044; 1045
4061	-	-	2031; 1041; 1044; 1045

Tabela 6. Agrupamento das barras (Metodologia VCA)

Áreas	Barras
1	4071; 4072; 4011; 4012; 1011; 1012; 1013; 1014
2	4031; 2031; 2032; 4021; 4041; 4032; 4022; 1021; 1022
3	4042; 4043; 4044; 4045; 4046; 4047; 1041; 1042; 1043; 1044; 1045; 4051; 4061; 4062; 4063

➤ **Particionamento através da Metodologia do Vetor Tangente**

A Tabela 7 apresenta as magnitudes do vetor tangente calculadas para as barras do sistema CIGRE 32 Barras. A Tabela 8 apresenta as áreas coerentes formadas através da metodologia.

Tabela 7. Magnitude do VT das barras

Barra	Magnitude VT	Barra	Magnitude VT
1041 (***)	1,759745589	1022	0,595074186
1043	1,598743832	1021	0,595074186
1045	1,550048476	1011 (*)	0,550005226
1044	1,447593014	4011	0,541336937
4051	1,249690411	4012	0,519700229
4045	1,23779915	1013	0,484734167
4044	1,156798102	1014	0,463052992
4047	1,12916719	1012	0,42328465
4046	1,127728261	1045	0,232944067
4043	1,126318332	4071	0,180403887
1042	1,120199168	1041	0,180214772
4062	1,099237983	1044	0,138373967
4063	1,099237983	4045	0,105051218
4042	1,082048313	4044	0,074520876
4061	1,073903649	4043	0,030214735
4041 (**)	0,997739803	1011	0,024240769
4032	0,923361643	4022	0,019635616
4021	0,86571619	2031	0,018163217
4031	0,858539792	4046	0,018132995
2031	0,814191466	4032	0,016253081
4022	0,725629425	4061	0,001747739
2032	0,722670209	-	-

(*) Núcleo crítico da Área 1

(**) Núcleo crítico da Área 2

(***) Núcleo crítico da Área 3

Tabela 8. Agrupamento das barras (Metodologia VT)

Áreas	Barras
1	4071; 4072; 4011; 4012; 1011; 1012; 1013; 1014
2	4031; 2031; 2032; 4021; 4041; 4032; 4022; 1021; 1022
3	4042; 4043; 4044; 4045; 4046; 4047; 1041; 1042; 1043; 1044; 1045; 4051; 4061; 4062; 4063

Verifica-se através da Tabela 6 e da Tabela 8 que as áreas coerentes formadas a partir de ambas as metodologias são exatamente as mesmas. Isso demonstra mais uma vez

a coerência das metodologias na identificação das áreas coerentes. A Figura 11 apresenta o diagrama correspondente ao sistema CIGRE 32 Barras particionado em áreas coerentes.

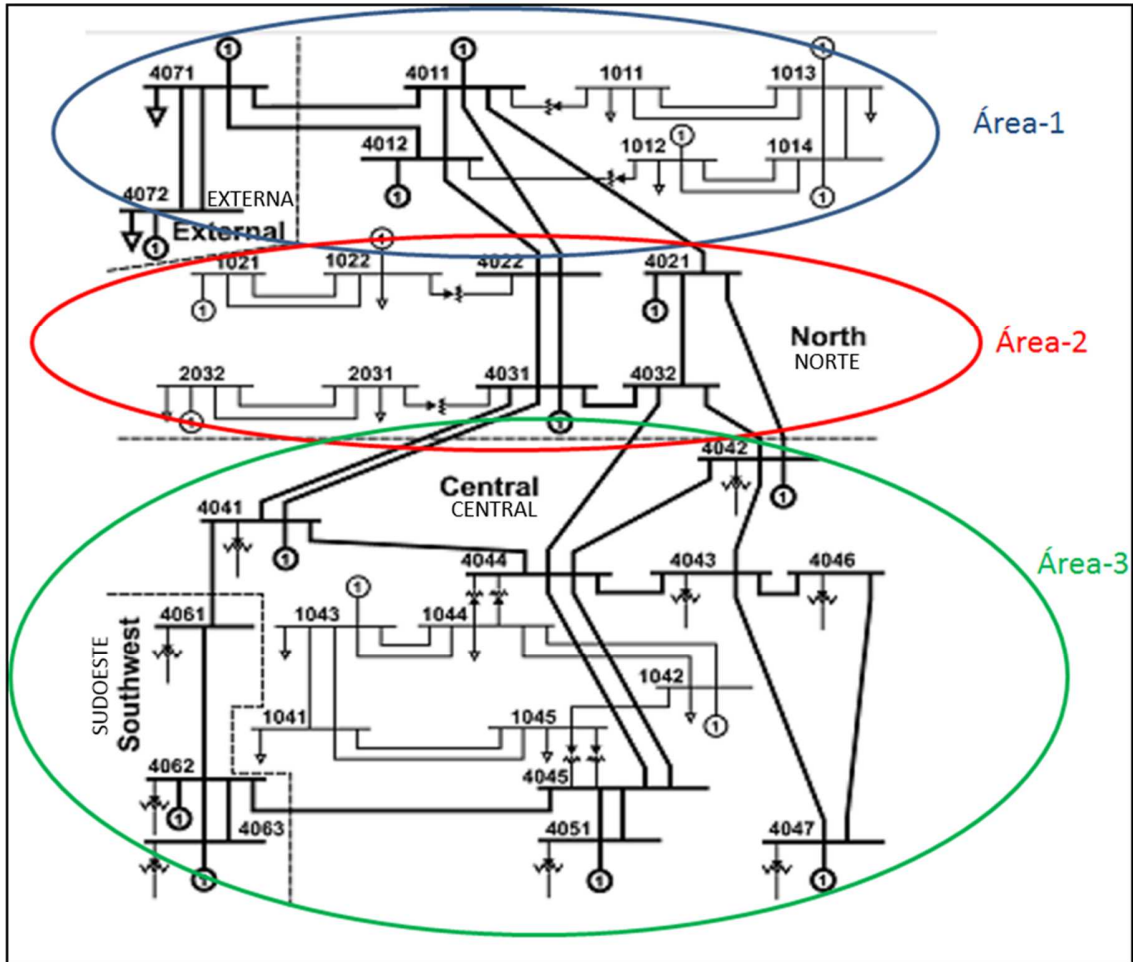


Figura 11. Sistema CIGRE 32 Barras particionado

3.5.3 Sistema teste IEEE 118 Barras

Os parâmetros de modelagem do sistema teste IEEE 118 Barras encontram-se no ANEXO 3. Para este sistema foram consideradas as metodologias VCA e do Vetor Tangente para o particionamento em áreas coerentes.

➤ **Particionamento através da Metodologia VCA**

A Tabela 9 apresenta a classificação em *Ranges* das distâncias elétricas calculadas entre as barras de geração e as demais barras do sistema. A Tabela 10 apresenta o particionamento do sistema IEEE 118 Barras após a aplicação do algoritmo de agrupamento hierárquico.

Tabela 9. Distribuição das distâncias elétricas calculadas

Gerador	$D_{ij} < 0,05$	$0,06 < D_{ij} < 0,10$	$0,11 < D_{ij} < 0,20$
1	16; 41; 43; 44	3; 8; 9; 10; 17; 20; 21; 22; 23; 26; 27; 28; 29; 30; 31; 32; 33; 42; 113; 114; 115; 117	5; 34; 35; 36; 37; 40
4	6; 18	5; 7	19; 25; 26; 27; 32; 33; 35; 36; 37; 114; 115
6	16; 41; 43; 44	5; 42	20; 21; 22; 23; 34; 35; 36; 37; 40
8	9; 10; 17; 20; 21; 22; 27; 28; 29; 30; 31; 32; 34; 35; 36; 37; 40; 113	2; 3; 26; 33; 41; 114; 115	5; 12; 19; 23; 25; 42; 43; 44
10	9; 17; 20; 21; 22; 27; 28; 29; 30; 31; 32; 34; 35; 36; 37; 40; 113	2; 3; 12; 19; 26; 33; 41	4; 5; 23; 25; 42; 43; 44
12	19; 25; 26	27; 28; 29; 32; 33; 36; 113; 114; 115	9; 17; 18; 20; 21; 22; 30; 31; 34; 35; 37; 40; 41; 43
15	-	23; 24	11; 13; 14; 45; 72
18	41; 42; 43;	13; 14; 44	5; 35; 36; 40
19	36; 37; 38; 39; 40	5; 8; 9; 10; 17; 20; 27; 28; 29; 30; 31; 32; 34; 35; 41	2; 3; 4; 13; 14; 21; 22; 25; 26; 33; 42; 43; 44; 113; 114; 115
24	23; 38	-	15; 72
25	5; 12; 26; 34; 36; 37	20; 21; 22; 27; 28; 29; 30; 31; 32; 35; 40; 114; 115	2; 3; 4; 8; 9; 10; 13; 14; 17; 19; 33; 41; 42; 43; 44; 113

26	12; 20; 21; 25; 27; 29; 30; 31; 32; 34; 35; 36; 37	5; 8; 9; 10; 17; 22; 28; 33; 40; 113; 114 115	2; 3; 4; 19; 41; 42; 43; 44
27	8; 9; 10; 17; 20; 21; 22; 26; 28; 29; 30; 31; 32; 33; 34; 35; 36; 37; 114; 115	3; 12; 19; 25; 40; 113	1; 2; 4; 5; 41; 43; 44
31	8; 9; 10; 17; 20; 21; 22; 26; 27; 28; 29; 30; 31; 32; 33; 35; 36; 37; 113; 114; 115	2; 3; 12; 19; 25; 40; 41	1; 4; 5; 43; 44
32	8; 9; 10; 17; 20; 21; 22; 23; 24; 26; 27; 28; 29; 30; 31; 32; 33; 34; 36; 37; 113; 114; 115	12; 19; 25; 40	1; 2; 4; 5; 41; 43; 44
34	2; 3; 8; 9; 10; 17; 20; 21; 22; 25; 26; 27; 28; 29; 30; 31; 32; 33; 34; 35; 36; 37; 113; 114; 115	19	1; 5; 6; 12; 40; 44
36	2; 3; 8; 9; 10; 21; 22; 26; 27; 28; 29; 30; 31; 32; 33; 34; 35; 37; 40; 113; 114	19	1; 5; 12; 41; 42; 43; 44
40	2; 3; 8; 9; 10; 17; 19; 33; 41; 43; 113	20; 21; 22; 25; 26; 27; 28; 29; 30; 31; 32; 40; 114; 115	1; 5; 6; 12; 18; 35; 36; 37; 42
42	-	7; 18	1; 6; 36; 39; 40; 41; 43
46	-	-	51 52
49	54; 55; 56	-	48
54	49	-	50; 51; 56
55	49	-	47
56	49	-	54; 58
59	60; 61; 62; 63; 64	66	53; 57; 58; 67
61	59; 60; 62; 63; 64	66	53; 67
62	63; 64	66; 67	-
65	68; 116	69; 81	77; 80
66	-	-	67
69	-	81; 116	77; 80
70	84; 85; 88; 89; 90; 91; 101; 102; 104; 105; 108; 109; 110	71; 75; 86; 92; 93; 103; 107; 111; 112	73; 76; 83; 87; 99
72	-	-	15; 24

73	83; 95; 99	92; 100; 101	84; 85; 89; 90; 93; 94; 102; 103; 104; 106
74	84; 85; 88; 89; 90; 91; 101; 102; 104; 105; 106; 108; 109; 110	86; 92; 93; 103; 107; 111; 112	83; 87; 99
76	84; 85; 88; 89; 90; 91; 101; 102; 104; 105; 106; 108; 109	86; 92; 93; 103; 107; 110; 111; 112	83; 87; 99
77	-	-	65; 69; 82
80	-	81; 116	-
85	98	100; 118	86; 87; 88; 89; 94; 95; 99
87	97	118	-
89	98; 118	-	89
90	118	91	98
91	118	-	92; 98
92	-	98	96; 102
99	-	-	-
100	-	-	103
103	-	-	104; 105; 106; 108; 109; 110; 111; 112; 118
104	105	118	106; 107; 108; 109; 110; 112
105	-	106; 107; 108; 109; 118	110; 111; 112
107	-	118	108 109
110	111; 112; 118	-	-
111	-	112	118
112	-	-	118
113	-	114; 115	-
116	-	118	-

Tabela 10. Agrupamento das barras (Metodologia VCA)

Áreas	Barras
1	1; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14; 15; 16; 17; 18; 19; 20; 21; 22; 23; 24; 25; 26; 27; 28; 29; 30; 31; 32; 33; 34; 35; 36; 37; 38; 39; 40; 41; 42; 43; 44; 45; 72; 113; 114; 115; 117
2	46; 47; 48; 49; 50; 51; 52; 53; 54; 55; 56; 57; 58; 59; 60; 61; 62; 63; 64; 66; 67
3	65; 68; 69; 70; 71; 73; 74; 75; 76; 77; 78; 79; 80; 81; 82; 83; 84; 85; 86; 87; 88; 89; 90; 91; 92; 93; 94; 95; 96; 97; 98; 99; 100; 101; 102; 103; 104; 105; 106; 107; 108; 109; 110; 111; 112; 116; 118

➤ **Particionamento através da Metodologia do Vetor Tangente**

A Tabela 11 apresenta as magnitudes do vetor tangente calculadas para as barras do sistema IEEE 118 Barras. A Tabela 12 apresenta as áreas coerentes formadas através da metodologia.

Tabela 11. Magnitude do VT das barras

Barra	Magnitude VT	Barra	Magnitude VT	Barra	Magnitude VT	Barra	Magnitude VT
29 (*)	1,361606574	45	0,831234956	101	0,285465566	95	0,04187986
28	1,358717245	53 (**)	0,821227319	82	0,284628862	13	0,041874181
31	1,354589684	55	0,8085772	26	0,283242464	64	0,03935286
1	1,351677621	56	0,806328446	97	0,276821949	23	0,035444026
115	1,345286357	54	0,804882173	78	0,273547953	53	0,034263325
114	1,343444686	52	0,802865475	79	0,273363256	82	0,034175695
27	1,341901943	58	0,798947082	83	0,270522102	96	0,034121242
117	1,340568326	51	0,784074789	77	0,266018283	63	0,031391657
2	1,334866764	57	0,782639856	93	0,255945537	83	0,031081962
3	1,330392308	46	0,758062007	80	0,251046475	58	0,030832433
32	1,327881508	50	0,733468474	86	0,241875489	22	0,028897387
13	1,321205358	48	0,714840452	84	0,240706968	94	0,027571611
14	1,318340008	59	0,694354804	102	0,236587944	61	0,027503429
16	1,315516951	49	0,693856246	87	0,235117394	17	0,02716263
12	1,313733382	47	0,642209618	91	0,223049023	68	0,024400564
20	1,308159059	60	0,627293492	90	0,222063196	57	0,023987038
7	1,307872151	62	0,621994168	85	0,221734046	97	0,023350778
11	1,303134608	61	0,611467291	92	0,210227219	60	0,022885237
18	1,302784632	63	0,610893648	25	0,197104628	14	0,022107419
15	1,302425324	67	0,576859605	88	0,171296465	93	0,020880535
19	1,301198679	112 (***)	0,57668316	43	0,144659967	117	0,019384355
6	1,300384424	64	0,566923715	44	0,13084719	101	0,018713764
21	1,295906929	73	0,541219725	38	0,12738421	16	0,018551205
113	1,293066113	107	0,534632092	36	0,120301277	9	0,017991712
17	1,277413597	71	0,524463765	35	0,119417065	84	0,016271077
22	1,270297906	110	0,522771997	70	0,112377718	81	0,016130808

25	1,263856602	66	0,514233497	34	0,111893896	106	0,014275281
4	1,258979145	109	0,506818644	74	0,111229862	79	0,014038272
26	1,25335403	108	0,498582633	37	0,105550507	86	0,012540212
5	1,250625454	111	0,492091434	33	0,104517608	88	0,012086268
33	1,244857749	105	0,477247481	89	0,103256981	114	0,011876682
23	1,221597303	106	0,476947127	45	0,100289231	11	0,011588162
40	1,202133349	65	0,455853072	75	0,089490947	115	0,011552374
30	1,19353919	104	0,454750308	19	0,086596733	98	0,011388062
39	1,191424779	70	0,435119768	47	0,077887975	32	0,010498177
41	1,189323306	103	0,4030667	18	0,075392417	67	0,00994301
35	1,162397308	76	0,380727714	20	0,074418932	41	0,009455085
36	1,162385982	74	0,377383914	15	0,07210287	102	0,009118459
8	1,162333679	118	0,360919758	71	0,067168471	78	0,008734073
34	1,154337143	75	0,325150878	21	0,058877787	28	0,007558429
37	1,143221347	99	0,321537669	116	0,057097065	30	0,007155094
24	1,111105215	116	0,31600414	118	0,055140288	2	0,006243965
42	1,105346055	100	0,314760907	52	0,050320425	3	0,005754588
43	1,080533431	68	0,313659385	51	0,04791003	29	0,004993781
38	1,040349881	95	0,29849695	39	0,046834777	109	0,003764345
9	1,031243311	98	0,295495892	49	0,045242399	103	0,003376317
44	0,908940965	81	0,292761838	65	0,045150752	108	0,003255744
10	0,897411988	96	0,290754425	50	0,044341986	7	0,000787664
72	0,857692963	94	0,289022001	48	0,043904219	5	0,000708054

(*) Núcleo crítico da Área 1

(**) Núcleo crítico da Área 2

(***) Núcleo crítico da Área 3

Tabela 12. Agrupamento das barras (Metodologia VT)

Áreas	Barras
1	1; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 8; 9; 10; 11; 12; 13; 14; 15; 16; 17; 18; 19; 20; 21; 22; 23; 24; 25; 26; 27; 28; 29; 30; 31; 32; 33; 34; 35; 36; 37; 38; 39; 40; 41; 42; 43; 44; 45; 72; 113; 114; 115; 117
2	46; 47; 48; 49; 50; 51; 52; 53; 54; 55; 56; 57; 58; 59; 60; 61; 62; 63; 64; 66; 67
3	65; 68; 69; 70; 71; 73; 74; 75; 76; 77; 78; 79; 80; 81; 82; 83; 84; 85; 86; 87; 88; 89; 90; 91; 92; 93; 94; 95; 96; 97; 98; 99; 100; 101; 102; 103; 104; 105; 106; 107; 108; 109; 110; 111; 112; 116; 118

Verifica-se através da Tabela 11 e da Tabela 12 que novamente as áreas coerentes formadas a partir de ambas as metodologias são exatamente as mesmas. A Figura 12 apresenta o diagrama correspondente ao sistema IEEE 118 Barras particionado em áreas coerentes.

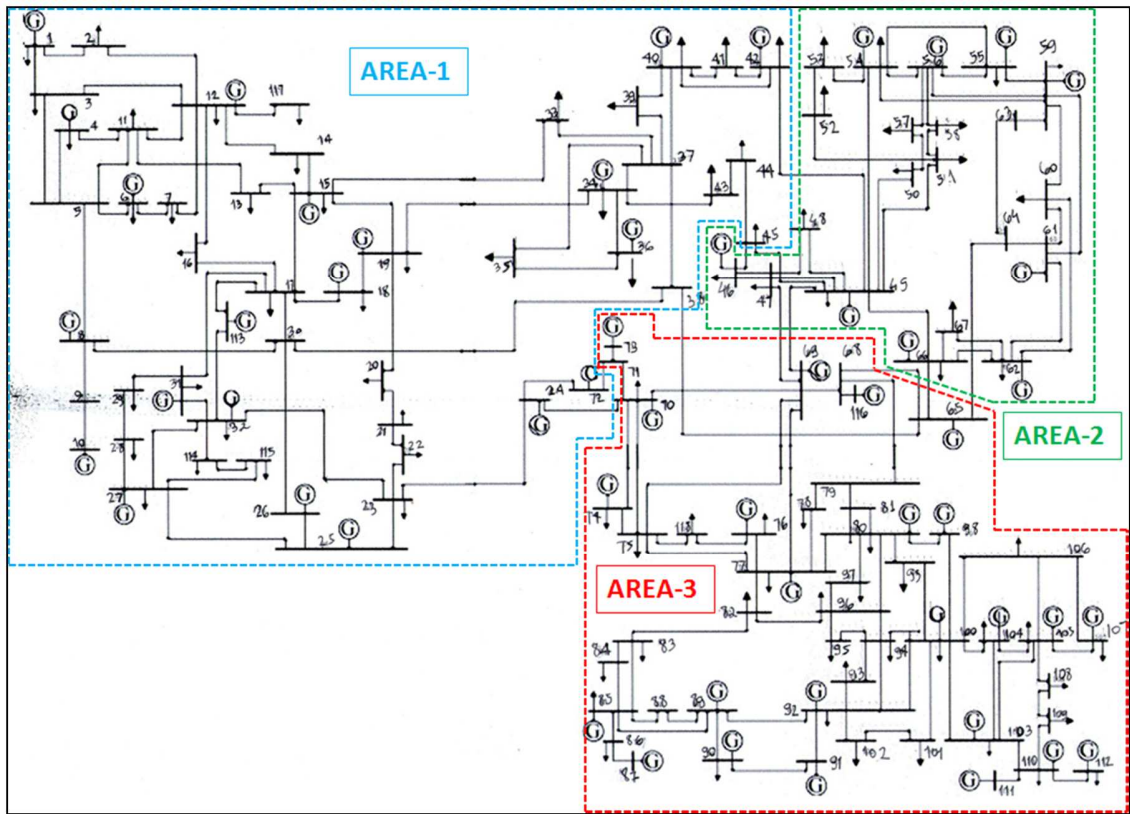


Figura 12. Sistema IEEE 118 Barras particionado

4 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

4.1 Introdução

O estudo de Fluxo de Potência Ótimo (FPO) é utilizado para análise e síntese da operação de sistemas elétricos. Tem como objetivo, dentre outros, identificar a *melhor* distribuição de potência ativa entre as unidades geradoras do sistema, o *melhor* perfil de tensão nas barras da rede e ainda a *melhor* distribuição de potência reativa, considerando a otimização de uma função objetivo que satisfaça uma série de restrições físicas e operacionais da rede elétrica.

O FPO consiste em resolver um conjunto de equações algébricas, não lineares e complexas que resultam da aplicação das leis de Kirchhoff a um sistema em que estão definidas as potências demandadas. Neste caso, ele deve ser tratado como um problema de otimização onde se objetiva minimizar ou maximizar um determinado índice de desempenho satisfazendo a determinadas restrições. Desta forma, ele é capaz de ajustar as variáveis definidas pelo fluxo de potência convencional a fim de encontrar a solução ótima [53].

Os estudos de FPO que avaliam o estado do sistema elétrico CA em um determinado ponto de operação podem ser elaborados para uma diversidade de funções objetivo, como por exemplo, mínimo corte de carga, mínimo custo de geração de potência ativa, mínima injeção de potência reativa, mínima transferência de potência ativa entre áreas e máximo carregamento em um conjunto de barras [54].

O principal subproduto dos estudos de FPO consiste nas análises de sensibilidade baseadas nos Multiplicadores de Lagrange. Neste caso busca-se determinar os controles do sistema elétrico de forma a atender uma condição de otimalidade para uma determinada condição estática da rede. O objetivo do FPO é definir os controles e determinar o estado da rede que atendam à função objetivo sujeita às restrições impostas [55].

Espera-se que o conjunto de soluções resultantes do FPO atenda aos seguintes requisitos:

- Manter os controles dentro das faixas permitidas;
- Minimizar um critério de operação;

- Atender a carga da rede.

Caracterizado como um problema de programação não linear com restrições, o problema de FPO pode ser matematicamente formulado conforme equação 4.1.

$$\text{Min } f(x) \quad (4.1)$$

s.a.

$$g(x) = 0$$

$$h(x) \leq 0$$

$$l \leq x \leq u$$

Onde:

$f(x)$: função objetivo;

$g(x)$: restrições de igualdade;

$h(x)$: restrições de desigualdade;

x : conjunto de variáveis dependentes;

l ; u : limites inferior e superior das variáveis dependentes.

As restrições de igualdade correspondem à modelagem da rede (equações de balanço de potência ativa e reativa em cada barra do sistema) e as restrições de desigualdade representam os limites das variáveis do sistema (restrições funcionais dos equipamentos e de operação do sistema).

Desde sua formulação original apresentada em [56] diversos métodos foram propostos para resolução do FPO. Dentre eles destacam-se:

- Método do Gradiente Reduzido [57], Dommel e Tinney 1968;
- Método de Injeções Diferenciais [58], Carpentier 1973;
- Método de Newton [59], Sun, Ashley, Brewer, Hughes e Tinney 1984;
- Método de Programação Linear Sucessiva [60], Alsaç, Bright, Prais e Stott 1990.

Neste trabalho utiliza-se o Método de Pontos Interiores Primal-Dual proposta por Granville [61] e Latorre [62].

4.2 Método dos Pontos Interiores

O Método dos Pontos Interiores está em evidência desde os anos 90 e mostrou-se competitivo aos algoritmos Simplex para solução do problema de programação linear. A aplicação deste método formulado como um problema de programação não linear foi proposto em [61], utilizando o algoritmo de barreira primal-dual ao problema de despacho ótimo de potência reativa.

Esta classe de algoritmos propõe a modificação das condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) durante o processo iterativo e o método baseia-se nos seguintes tópicos fundamentais:

- Formulação da Função Lagrangeana para a manipulação das restrições de igualdade;
- Transformação de todas as restrições de desigualdade em restrições de igualdade, através das variáveis de folga;
- Relaxamento no processo iterativo da equação de complementaridade estrita, por um parâmetro barreira logarítmica $\mu \geq 0$;
- Utilização do Método de Newton para a solução de um conjunto de equações não lineares.

O problema de FPO apresentado na equação 4.1 pode ser reformulado através da equação 4.2.

$$\text{Min } f(x) \tag{4.2}$$

s.a.

$$g(x) = 0$$

$$l \leq x \leq u$$

Onde:

$g(x)$: equações de balanço e as restrições funcionais;

l ; u : limites das variáveis de controle, de estado e folgas associadas às restrições funcionais.

Considerando a inclusão das variáveis de folga s_1 e s_2 , as restrições de desigualdade se tornam restrições de igualdade, resultando na equação 4.3.

$$\text{Min } f(x) \tag{4.3}$$

s.a.

$$g(x) = 0$$

$$x - s_1 = l$$

$$x + s_2 = u$$

$$s_1, s_2 \geq 0$$

No Método de Pontos Interiores as variáveis de folga são incorporadas à função objetivo por meio de uma função de penalização, denominada barreira logarítmica. Desta forma, o problema é transformado em uma sequência de problemas parametrizados pelo parâmetro barreira (μ), conforme indicado na equação 4.4.

$$\text{Min } f(x) - \mu \sum_{i=1,n} \log(s_{1i}) - \mu \sum_{i=1,n} \log(s_{2i}) \tag{4.4}$$

s.a.

$$g(x) = 0$$

$$x - s_1 = l$$

$$x + s_2 = u$$

Ao incorporar a barreira logarítmica, o Método de Pontos Interiores busca resolver o problema de otimização apresentado na equação 4.4 para cada valor de (μ) , fazendo o mesmo tender a zero. Neste caso, para cada parâmetro barreira executa-se uma iteração do Método de Newton-Raphson no sistema de equações não lineares definidos pelas condições de otimalidade de primeira ordem.

As condições de otimalidade de primeira ordem (KKT) associadas ao problema são descritas na equação 4.5.

$$\nabla f(x) - J(x)^t \lambda - \pi_1 - \pi_2 = 0 \quad (4.5)$$

$$g(x) = 0$$

$$x - s_1 = l$$

$$x + s_2 = u$$

$$\mu e - S_1 \pi_1 = 0$$

$$\mu e + S_2 \pi_2 = 0$$

Onde:

$\nabla f(x)$: gradiente da função objetivo em x ;

$J(x)$: é o Jacobiano de $g(x)$;

λ : multiplicadores de Lagrange (ou variáveis duais) associadas às restrições de igualdade da equação 4.4;

π_1, π_2 : multiplicadores de Lagrange (ou variáveis duais) associadas às restrições de desigualdade da equação 4.4;

S_1 e S_2 : matrizes diagonais cujos componentes são s_{1i} e s_{2i} .

Inicialmente as variáveis primais e duais são definidas conforme equação 4.6.

$$\nabla f(x) - J(x)^t \lambda - \pi_1 - \pi_2 = 0 \quad (4.6)$$

$$\pi_1 > 0, \pi_2 < 0$$

$$x - s_1 = l$$

$$x + s_2 = u$$

Aplicando-se uma iteração do Método Newton-Raphson à equação 4.5, calcula-se os incrementos para variáveis primais $(\Delta x, \Delta s_1, \Delta s_2)$ e duais $(\Delta \lambda, \Delta \pi_1, \Delta \pi_2)$. Neste caso, resolve-se inicialmente o sistema através das equações 4.7 a 4.9.

$$\begin{bmatrix} W(x, \lambda) & -J^t(x) \\ -J(x) & \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} t \\ g(x) \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

$$W(x, \lambda) = \nabla^2 f(x) - \sum_{j=1, n} \lambda_j \nabla^2 g_j(x) + S_1^{-1} \Pi_1 - S_2^{-1} \Pi_2 \quad (4.8)$$

$$t = -\nabla f(x) + J(x)^t \lambda + \pi_1 + \pi_2 + S_1^{-1} v_1 + S_2^{-1} v_2 \quad (4.9)$$

Onde:

$\nabla^2 f(x)$, $\nabla^2 g_j(x)$ são matrizes Hessianas de $f(x)$ e $g_j(x)$, $j=1 \dots n$;

π_1, π_2 são matrizes diagonais cujos elementos são π_{1j}, π_{2j} ;

$$v_1 = \mu e - S_1 \pi_1;$$

$$v_2 = \mu e + S_2 \pi_2.$$

As demais variáveis são calculadas conforme equações 4.10 a 4.13.

$$\Delta s_1 = \Delta x \quad (4.10)$$

$$\Delta s_2 = -\Delta x \quad (4.11)$$

$$S_1 \Delta \pi_1 = v_1 - \Pi_1 \Delta s_1 \quad (4.12)$$

$$S_2 \Delta \pi_2 = v_2 - \Pi_2 \Delta s_2 \quad (4.13)$$

Cálculo dos passos primal e dual é obtido através da solução das equações 4.14 e 4.15.

$$\alpha_p = \min \left[\min_{\Delta s_{1i} < -\delta} \frac{s_{1i}}{|\Delta s_{1i}|}, \min_{\Delta s_{2i} < -\delta} \frac{s_{2i}}{|\Delta s_{2i}|}, 1.0 \right] \quad (4.14)$$

$$\alpha_d = \min \left[\min_{\Delta \pi_{1i} < -\delta} \frac{\pi_{1i}}{|\Delta \pi_{1i}|}, \min_{\Delta \pi_{2i} > \delta} \frac{-\pi_{2i}}{|\Delta \pi_{2i}|}, 1.0 \right] \quad (4.15)$$

Onde:

δ : tolerância para o cálculo da razão;

Finalmente a nova aproximação para solução ótima pode ser obtida através das equações 4.16 a 4.21.

$$x = x + \sigma \alpha_p \Delta x \quad (4.16)$$

$$s_1 = s_1 + \sigma \alpha_p \Delta s_1 \quad (4.17)$$

$$s_2 = s_2 + \sigma \alpha_p \Delta s_2 \quad (4.18)$$

$$\lambda = \lambda + \sigma \alpha_d \Delta \lambda \quad (4.19)$$

$$\pi_1 = \pi_1 + \sigma \alpha_d \Delta \pi_1 \quad (4.20)$$

$$\pi_2 = \pi_2 + \sigma\alpha_d\Delta\pi_2 \quad (4.21)$$

Onde:

σ : valor normalmente adotado próximo de 1,0.

4.3 Função Objetivo de interesse

Neste item é apresentada a Função Objetivo (FO) selecionada para as simulações desenvolvidas neste trabalho, as quais seus resultados estão registrados no Capítulo 5 desta dissertação.

Convém ressaltar que o interesse principal para definição da função objetivo é de investigar os efeitos que a localização da compensação de potência reativa de forma local pode prover ao sistema. Para isso, foi selecionada a função objetivo “**Carregamento Máximo do Sistema**”. A referência [15] utiliza esta função objetivo para contabilizar a margem de estabilidade do sistema e computar a redução das perdas ativas.

Neste trabalho, busca-se contabilizar a margem de carregamento do sistema frente às condições de rede propostas, assim como sua computação de acordo com o tipo de controle definido durante o processo de otimização. Em tempo, os resultados das simulações de otimização permitem avaliar os efeitos em outros indicadores de desempenho do sistema tais como perdas elétricas, intercâmbio de potência reativa entre as áreas do sistema e reserva de potência reativa nas unidades geradoras. Sendo assim, cada opção de controle selecionada para o processo de otimização, para a função objetivo selecionada, permite concluir as vantagens e desvantagens da alocação da compensação de potência reativa proposta neste trabalho de pesquisa científica.

4.3.1 Função Objetivo “Carregamento Máximo do Sistema”

Esta função objetivo (FO) é largamente empregada nas atividades de planejamento da expansão ou para estudos de estabilidade de tensão. Ela é capaz de indicar o atendimento a uma determinada demanda respeitando os limites operacionais e de equipamentos do sistema.

Além disso, conforme apresentado nos capítulos anteriores, verifica-se que os limites de carregamento do sistema estão intimamente ligados a possíveis problemas de instabilidade de tensão, além de apresentarem-se como indicadores de proximidade ao colapso de tensão.

Nesta FO pretende-se maximizar a carga, mantendo-se o fator de potência constante, para um conjunto de barras do sistema. A carga de cada barra é incrementada para obtenção do máximo carregamento, satisfazendo os limites operacionais e as equações de balanço de potência de cada barra. Pode-se representar esta maximização da carga através da equação 4.22.

$$f = \sum_{i \in A} P d_i \quad (4.22)$$

Onde:

A: conjunto de barras de carga a serem maximizadas;

Pd_i : carga na barra i .

4.3.2 Ações de Controle selecionadas para FO

Este item contempla as Ações de Controle (AC) selecionadas para as simulações da FO “Carregamento Máximo do Sistema” que são consideradas durante o processo de otimização. A seleção destas ações de controle deve ser criteriosamente realizada conforme o estudo a ser desenvolvido.

Neste trabalho busca-se, através da maximização do carregamento do sistema, verificar os efeitos que a instalação de compensação de potência reativa de forma local é capaz de prover ao sistema. Sendo assim, as ações de controle têm fundamental importância na comparação dos resultados de máximo carregamento obtidos. Ou seja, o carregamento máximo do sistema computado através de cada ação de controle deverá representar as margens de estabilidade da rede.

Sendo assim, definiu-se como uma das ações de controle durante o processo de otimização do carregamento máximo do sistema a “Geração de Potência Reativa das

Máquinas” representadas na rede. Esta opção de controle permite considerar a capacidade dos limites reativos dos geradores durante o processo de otimização, desde que o valor ajustado nos dados originais da rede permita o excursionamento dentro dos limites físicos da máquina.

A critério de comparação dos resultados a serem alcançados entre as ações de controle na contabilização do máximo carregamento do sistema, definiu-se a segunda ação de controle durante o processo de otimização. Ressalta-se que esta ação de controle deverá ser capaz de contabilizar a instalação dos equipamentos de compensação de potência reativa propostos para cada área coerente no sistema.

Desta forma, a segunda ação de controle refere-se a “Shunt Manobrável”. Esta ação de controle está relacionada aos equipamentos de compensação de potência reativa shunt (capacitores ou reatores) chaveáveis, os quais devem ser modelados dentro de suas faixas nominais. Neste caso, durante o processo de otimização considera-se o chaveamento destes equipamentos para injeção de potência reativa ao sistema.

5 SIMULAÇÕES DESENVOLVIDAS PARA AVALIAÇÃO DA COMPENSAÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA

5.1 Introdução

Este capítulo apresenta os resultados das simulações desenvolvidas com objetivo de verificar a aplicação das metodologias descritas neste trabalho para o propósito da compensação de potência reativa localmente, ou seja, dentro de cada área coerente identificada pelas metodologias VCA e do Vetor Tangente.

Diante das metodologias apresentadas no Capítulo 3 deste trabalho para formação das áreas coerentes em sistemas teste, é possível considerar a aplicação do FPO, detalhada no Capítulo 4, para contabilização das margens de estabilidade do sistema através de duas ações de controle definidas para otimização da FO “Carregamento Máximo do Sistema”.

Neste cenário torna-se possível comparar as margens de carregamento obtidas através de ambas as ações de controle. Para isso, as simulações que consideram a ação de controle (AC) “Geração de Potência Reativa das Máquinas” utilizam o Caso Base ajustado como referência para o processo de otimização. Já as simulações relacionadas à ação de controle (AC) “Shunt Manobrável” devem utilizar um novo caso, a ser ajustado a partir do caso base, que contempla a representação dos montantes de compensação de potência reativa alocados nas respectivas barras do sistema particionado.

O processo de alocação e definição da compensação de potência reativa baseado no caso base foi desenvolvido analisando-se os perfis de tensão dos barramentos de cada área coerente identificada. O item a seguir apresenta detalhadamente este processo.

5.2 Definição da compensação de potência reativa local

Para atender ao propósito principal deste trabalho, este item apresenta os critérios admitidos para definição da localização e montantes de instalação de equipamentos de compensação de potência reativa, assim como seus resultados para o sistema teste IEEE 118 Barras. Ressalta-se que apenas este sistema teste foi escolhido em virtude de suas dimensões, o que permite maiores condições de análise e conclusões quanto aos critérios

adotados para implantação de equipamentos de compensação de potência reativa local, assim como computar os seus efeitos para o sistema.

De posse do sistema teste IEEE118 Barras ajustado para contemplar a compensação de potência reativa local, é possível desenvolver as simulações de FPO considerando a ação de controle (AC) “Shunt Manobrável”. É importante destacar que os equipamentos shunt manobráveis a serem considerados nas simulações de FPO referem-se somente àqueles propostos neste item, ou seja, admite-se que todos os demais equipamentos de compensação reativa shunt existentes na representação original do sistema não participam do processo de otimização. Isto é adotado para permitir contabilizar os carregamentos máximos do sistema relacionados somente à compensação shunt recomendada.

Sendo assim, para identificação dos montantes e locais a serem recomendados para instalação de equipamentos de compensação de potência reativa admitiu-se selecionar as barras com perfis de tensão mais críticos (menores valores em módulo) de cada área coerente identificada no Capítulo 3 deste trabalho para o sistema teste IEEE 118 Barras. Para cada barra selecionada foi proposta a instalação de capacitores shunt manobráveis com potência nominal capaz de elevar o perfil de tensão das referidas barras para valores em torno de 1,0 p.u.

A Tabela 13 apresenta o resumo das barras selecionadas em cada área coerente, assim como as potências nominais dos capacitores definidos para o sistema teste IEEE 118 Barras. Para este novo caso ajustado a partir do Caso Base denominou-se “Caso SHUNT”.

Tabela 13. Quadro resumo da compensação reativa shunt proposta

Compensação de Potência Reativa - “Caso SHUNT”			
Área	Barra	Q _n (Mvar)	Total
1	45	100	560
	20	50	
	38	150	
	1	60	
	19	150	
	28	50	
2	53	40	240
	63	150	
	58	50	
3	76	90	190
	118	50	
	107	50	
Total Q _n (Mvar)			990

Observa-se através da Tabela 13 que o maior montante de compensação de potência reativa encontra-se na Área 1. Desta forma, sugere-se que no Caso Base, esta área deve possuir o menor suporte de potência reativa local e, conseqüentemente, a menor capacidade local para o controle do perfil de tensão.

5.3 Resultados das simulações desenvolvidas

Este item apresenta os resultados das simulações do FPO admitidos para comparação dos carregamentos máximos considerando adoção das ações de controle com seus respectivos casos ajustados.

Sendo assim, é possível comparar a magnitude dos carregamentos máximos identificados seja pela atuação dos limites de geração de potência reativa das máquinas, ou devido ao chaveamento dos capacitores shunt descritos na Tabela 13.

5.3.1 Simulações com o Caso Base

O Caso Base referente ao sistema teste IEEE 118 Barras considerado nas simulações descritas a seguir corresponde à sua representação original. Ou seja, não foram

admitidas quaisquer alterações topológicas, de carga ou geração daquelas contidas na base de dados original indicada no ANEXO 3.

A partir do Caso Base foram realizadas as simulações de FPO considerando a FO “Carregamento Máximo do Sistema” utilizando como ação de controle a “Geração de Potência Reativa das Máquinas”.

Os resultados das simulações foram obtidos através da variação de quatro casos:

- Caso 1: refere-se à aplicação da FO e sua respectiva ação de controle a todas as áreas do sistema de forma simultânea;
- Caso 2: refere-se à aplicação da FO e sua respectiva ação de controle restrita aos barramentos pertencentes à Área 1;
- Caso 3: refere-se à aplicação da FO e sua respectiva ação de controle restrita aos barramentos pertencentes à Área 2;
- Caso 4: refere-se à aplicação da FO e sua respectiva ação de controle restrita aos barramentos pertencentes à Área 3.

Cabe ressaltar que foram contabilizados o carregamento inicial do sistema (antes do início do processo de otimização) e o carregamento máximo obtido para cada um dos casos simulados. A Tabela 14 apresenta os resultados obtidos através das simulações. Para facilitar a visualização foi acrescentada uma coluna que indica o percentual de variação entre o carregamento máximo e o carregamento inicial do sistema, assim como nova coluna com a variação percentual do carregamento máximo de cada área com relação ao carregamento máximo total do sistema.

Tabela 14. Resultados da otimização para o Caso Base

FO: Carregamento Máximo do Sistema / AC: Geração Mvar das Máquinas					
Caso	Local Aplicação FO	Carregamento Inicial (MW)	Carregamento Máximo (MW)	% Aumento Carregamento	% Carregamento Máximo (Área/Sistema)
1	A1/A2/A3	3931	5870	49,3	-
2	A1	1510	2001	32,5	34,0
3	A2	1027	2203	114,5	37,5
4	A3	1394	2698	93,5	46,0

Os resultados da Tabela 14 mostram que houve aumento do carregamento do sistema em todos os casos considerados. Em especial ao Caso 2 e ao Caso 3, onde o aumento percentual foi o menor e o maior, respectivamente. Cabe destacar ainda que ao comparar-se o percentual de carregamento máximo de cada área em relação ao carregamento máximo atingido pelo sistema, a Área 3 é também aquela que apresenta o maior valor relativo.

5.3.2 Simulações com o Caso SHUNT

Com objetivo de comparar os resultados dos carregamentos máximos apresentados no item anterior considera-se o Caso SHUNT do sistema teste IEEE 118 Barras para as simulações descritas a seguir. Neste caso foram admitidos os ajustes relacionados à implantação da compensação de potência reativa shunt descrita no item 5.2 deste trabalho. Sendo assim, destaca-se que somente a inclusão da compensação shunt manobrável, apresentada na Tabela 13, representa as modificações realizadas no caso original descrito no ANEXO 3.

A partir deste Caso SHUNT foram realizadas as simulações de FPO considerando a FO “Carregamento Máximo do Sistema” através da ação de controle “Shunt Manobrável”.

Os resultados das simulações foram obtidos através da variação de quatro casos:

- Caso 1: refere-se à aplicação da FO e sua respectiva ação de controle a todas as áreas do sistema de forma simultânea;
- Caso 2: refere-se à aplicação da FO e sua respectiva ação de controle restrita aos barramentos pertencentes à Área 1;
- Caso 3: refere-se à aplicação da FO e sua respectiva ação de controle restrita aos barramentos pertencentes à Área 2;
- Caso 4: refere-se à aplicação da FO e sua respectiva ação de controle restrita aos barramentos pertencentes à Área 3.

Cabe ressaltar que foram contabilizados o carregamento inicial do sistema (antes do início do processo de otimização) e o carregamento máximo obtido para cada um dos casos simulados. A Tabela 15 apresenta os resultados obtidos através das simulações. Para

facilitar a visualização dos resultados, foi acrescentada uma coluna que indica o percentual de variação entre o carregamento máximo e o carregamento inicial do sistema, assim como nova coluna com a variação percentual do carregamento máximo de cada área com relação ao carregamento máximo total do sistema.

Tabela 15. Resultados da otimização para o Caso SHUNT

FO: Carregamento Máximo do Sistema / AC: Shunt Manobrável					
Caso	Local Aplicação FO	Carregamento Inicial (MW)	Carregamento Máximo (MW)	% Aumento Carregamento	% Carregamento Máximo (Área/Sistema)
1	A1/A2/A3	3931	5001	27,2	-
2	A1	1510	2149	42,3	43,0
3	A2	1027	1642	59,9	32,8
4	A3	1394	2094	50,2	41,9

A Tabela 15 indica que houve aumento do carregamento do sistema em todos os casos considerados. Em especial ao Caso 1 e ao Caso 3, onde o aumento percentual foi o menor e o maior, respectivamente. Cabe destacar ainda que ao comparar-se o percentual de carregamento máximo de cada área em relação ao carregamento máximo atingido pelo sistema, a Área 1 apresenta o maior valor relativo.

5.4 Conclusões das simulações desenvolvidas

Com relação aos dados apresentados nas Tabelas 14 e 15 conclui-se que os resultados da margem de carregamento do sistema para a função objetivo selecionada e ações de controle propostas se apresentaram adequados ao objetivo comum buscado.

A Tabela 14 mostra que a maior variação percentual do carregamento do sistema foi obtida para Área 2 (Caso 3). A Tabela 15 mostra que o único caso em que a margem de carregamento, considerando a compensação de potência reativa local, se mostrou superior ao Caso Base refere-se à Área 1 (Caso 2). A Tabela 15 ainda mostra que a maior relação entre os carregamentos máximos de cada área com o carregamento máximo do sistema

ocorre também para a Área 1. Esta constatação pode ser melhor entendida através das informações constantes na Tabela 16.

Tabela 16. Intercâmbios entre as áreas coerentes nos casos simulados

Caso Base			
Área	Importação [Mvar]	Exportação [Mvar]	Shunt da Área [Mvar]
1	73,59	23,45	117,60
2	110,77	98,45	25,65
3	48,31	110,77	90,65
Caso SHUNT			
Área	Importação [Mvar]	Exportação [Mvar]	Shunt da Área [Mvar]
1	0,84	111,66	720,66
2	119,79	42,99	269,28
3	102,76	68,74	286,15

A Tabela 16 indica que a Área 2, no que diz respeito aos intercâmbios no Caso Base, apresenta-se como a de menor dependência perante às demais áreas. Ou seja, o montante Mvar importado e exportado pela Área 2 possui valores muito próximos mesmo sendo aquela com a menor capacidade instalada de compensação shunt. Sendo assim, conclui-se que o controle efetivo da tensão nesta área está diretamente relacionado ao suporte de potência reativa local. Portanto, este é o motivo pelo qual tal área apresentou a maior margem de carregamento entre os resultados apresentados na Tabela 14. Ao passo que a Área 1 é aquela com a maior dependência do suporte de potência reativa das demais áreas, o que está em concordância com a contabilização da menor margem de carregamento computada na Tabela 14, mesmo sendo aquela com a maior capacidade instalada de compensação shunt.

Ainda com relação aos níveis de intercâmbio de potência reativa entre as áreas apresentados na Tabela 16 verifica-se que para o Caso SHUNT a Área 1 tornou-se a maior exportadora de potência reativa para as demais áreas, fato este oposto ao observado para esta mesma área quando simulado o Caso Base. Tal fato está relacionado com o montante de compensação de potência reativa proposto para a referida área. Isto comprova a elevação do percentual de aumento da margem de carregamento do sistema para a Área 1 no Caso SHUNT se comparado ao mesmo resultado no Caso Base. Em tempo, verifica-se que os

percentuais de aumento da margem de carga para as Áreas 2 e 3 ficaram bastante próximos nas simulações considerando o Caso SHUNT (vide Tabela 15); basta verificar que ambas as áreas apresentam montantes de compensação de potência reativa semelhantes.

Comparando-se os resultados apresentados nas Tabelas 14 e 15 verifica-se que o único caso em que o percentual de aumento do carregamento do sistema foi superior no Caso SHUNT refere-se à Área 1 (Caso 2). Esta constatação mostra-se coerente, pois esta foi a área com o maior suporte de potência reativa proposto.

Adicionalmente aos resultados computados para avaliação da margem de estabilidade de tensão do sistema é possível verificar que os efeitos da compensação de potência reativa de forma local não se limitam apenas à elevação da margem de carregamento do sistema para Área 1 no Caso SHUNT, mas abrangem ainda outros indicadores de desempenho do sistema elétrico.

Ao se observar a Tabela 17 verifica-se o comportamento das perdas ativas do sistema. As perdas elétricas registradas no CASO SHUNT são inferiores às apresentadas no Caso Base, seja quanto às perdas totais do sistema ou às perdas individuais de cada área.

Tabela 17. Contabilização das perdas elétricas

Análise de Perdas Elétricas			
Caso	Perdas Caso Base (MW)	Perdas Caso SHUNT (MW)	Redução das Perdas (%)
1 (A1+A2+A3)	202,90	198,50	2,22
2 (A1)	90,70	90,20	0,55
3 (A2)	57,20	54,10	5,91
4 (A3)	55,00	54,20	1,48

Finalmente, mas não menos importante, outro importante indicador de desempenho do sistema também pode ser analisado considerando a metodologia para compensação de potência reativa local sugerida neste trabalho, conforme indicado na Tabela 13. A Tabela 18 é capaz de demonstrar que a reserva de potência reativa das máquinas do sistema foi beneficiada com a metodologia abordada neste trabalho para definição da instalação de equipamentos SHUNT. Basta verificar que houve uma significativa redução da potência reativa gerada pelas máquinas do sistema comparando-se o ponto de operação dos

geradores no Caso Base com o ponto de operação dos geradores no Caso SHUNT. Ou seja, a localização da compensação de potência reativa local ainda pode contribuir com o aumento da estabilidade dinâmica do sistema.

Tabela 18. Potência reativa das máquinas do sistema em ambos os casos

Número da Área	Caso Base	Caso SHUNT
	Qg [Mvar]	Qg [Mvar]
1	312,70	-185,75
2	523,14	25,30
3	439,75	140,11

6 CONCLUSÕES

A estabilidade de tensão tem sido amplamente considerada nos últimos anos como uma das principais causas de colapsos na rede elétrica. Neste contexto, análises que permitam utilizar a estabilidade de tensão para encontrar níveis de operação adequados ou até mesmo indicar o déficit de suporte de potência reativa de um sistema elétrico de potência tornam-se cada vez mais importantes.

Este trabalho de pesquisa científica propôs apresentar uma análise adicional para implantação de equipamentos de compensação de potência reativa de forma a aumentar a margem de estabilidade do sistema elétrico. A ideia principal consistiu em determinar a margem de carregamento do sistema como parâmetro de comparação para a viabilidade da alocação de potência reativa de forma local. E as metodologias de particionamento da rede elétrica, VCA (*Voltage Control Area*) e do Vetor Tangente, permitiram a obtenção das áreas coerentes sob o aspecto da relação Volt/Var e assim avaliar localmente as necessidades para compensação de potência reativa.

Simulações de FPO foram utilizadas para obtenção das margens de carregamento do sistema teste IEEE 118 Barras particionado em áreas coerentes. Foi considerada a função objetivo “Carregamento Máximo do Sistema” sujeita a duas ações de controle distintas. A primeira delas refere-se ao controle de geração de potência reativa das unidades geradoras do sistema aplicada ao Caso Base. A outra ação refere-se ao controle da compensação de potência reativa shunt manobrável proposta localmente para cada área particionada. Tal sugestão de compensação de potência reativa local deu origem ao Caso SHUNT e a nova margem de carregamento do sistema foi calculada para o referido caso.

A partir dos resultados apresentados no Capítulo 5 desta dissertação verifica-se que a proposta de compensação de potência reativa local permitiu o aumento da margem de carregamento do sistema apenas em um dos casos, se comparados aos resultados desenvolvidos para o Caso Base. No entanto, outros efeitos benéficos ao sistema puderam ser mensurados em função da proposta de compensação de potência reativa local.

Um dos benefícios está relacionado à redução das perdas elétricas do sistema. Quando comparadas as perdas ativas entre o Caso Base e o Caso SHUNT torna-se evidente que a compensação de potência reativa de forma local reduziu as perdas, seja para todo o

sistema quanto para cada uma das áreas individualmente. Outro benefício ao sistema está relacionado ao aumento da reserva de potência reativa nas máquinas do sistema. O Caso SHUNT mostrou que a compensação de potência reativa de forma local permitiu aliviar os níveis de geração de potência reativa das máquinas do sistema, o que permite contribuir com a estabilidade dinâmica da rede.

O legado deste trabalho, além de apresentar uma nova alternativa de avaliação para definição da compensação de potência reativa, permite que novas pesquisas possam ser desenvolvidas. Trabalhos de pesquisa futuros podem, por exemplo, considerar os efeitos da compensação de potência reativa local na estabilidade de longo termo; e ainda verificar se a utilização de capacitores shunt é a solução mais adequada ao propósito de aumento da margem de carregamento do sistema. Além disso, a aplicação da metodologia em sistemas de grande porte poderão apresentar resultados satisfatórios para o objetivo de controle de tensão e alocação de compensação de potência reativa.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] DELBONI, L.F.N, “Locação Ótima de Equipamentos FACTS para Otimização Multiobjetivo via Sistemas Imunológicos Artificiais”, Universidade Federal de Itajubá, Novembro 2011;
- [2] PADAIYATCHI, S., DANIEL, M., “*OPF-based reactive power planning and voltage stability limit improvement under single line outage contingency condition through evolutionary algorithms*”. In: *Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Science*, June 2013;
- [3] TAYLOR, C. W., “*Power System Voltage Stability*”. Palo Alto: McGraw-Hill, 1994;
- [4] KUNDUR, P., “*Power System Stability and Control*”. Palo Alto: McGraw-Hill, 1994;
- [5] CUTSEM, T. V. and VOURNAS, C., “*Power Stability of Electric Power Systems*”. Springer, 1998;
- [6] GOMES, P., “Segurança Operativa dos Sistemas Eléctricos: Diagnóstico e Perspectivas face à Reestruturação do Setor Eléctrico”. Tese de D.Sc., EFEI, Itajubá, MG, Brasil, 2001;
- [7] ONS, “Relatório de Análise da Perturbação do dia 21/01/2002, às 13h43min Envolvendo o Sistema Interligado Nacional”, ONS RE-3/045/2002, 113 páginas, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Fevereiro 2002;
- [8] LIMBU, T. R., SAHA, T. K., MCDONALD, J. D. F., “*Comparing Effectiveness of Different Reliability Indices in Contingency Ranking and Indicating Voltage Stability*”, In: *Australian Universities Power Engineering Conference, Hobart, Australia, September 2005*;
- [9] LAGE, G. G., COSTA, G. R. M., CAÑIZARES, C. A., “*Limitations of Assigning General Critical Values to Voltage Stability Indices in Voltage-Stability-Constrained Optimal Power Flows*”, In: *Proc. PowerCon 2012, Auckland, New Zealand, November 2012*;

- [10] LIS, R. and BLAJSZCZAK, G., “A novel method to identify critical Voltage Control Areas”, In: *Electrical Review*, ISSN 0033-2097, R. 88 NR 2/2012;
- [11] ZHONG, J., “On Some Aspects of Design of Electric Power Ancillary Service Markets”, In: *Thesis for the degree of Doctor of Philosophy, Department of Electric Power Engineering – CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, Goteborg, Sweden 2003*;
- [12] ZAMBRONI, A. C. S., CAÑIZARES, C. A. and QUINTANA, V. H., “New Techniques to Speed Up Voltage Collapse Computations Using Tangent Vectors”, In: *IEEE Transactions on Power Systems*, November 1996;
- [13] ZAMBRONI, A. C. S., SOUZA, J. C. S and SILVA, A. M. L., “On-Line Voltage Stability Monitoring”, In: *IEEE Transactions on Power Systems*, v.15, n.4, p.1300-1305, November 2000;
- [14] APPEN, J., MARNAY, C., STADLER, M., MOMBER, I., KLAPP, D., SCHEVEN, A., “Assessment of the Economic Potential of Microgrids for Reactive Power Supply”, In: *8th International Conference on Power Electronics, Korea, June 2011*;
- [15] ZAMBRONI, A. C. S., HONÓRIO, L. M., TORRES, G. L., LAMBERT-TORRES, G., “Increasing the Loadability of Power Systems Through Optimal-Local-Control Actions”, In: *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 1, February, 2004;
- [16] KUNDUR, P., “Tutorial on Power System Dynamics and Control”, Cigré-Brasil, São Paulo, Março 2012;
- [17] STANIULIS, R., “Reactive Power Valuation”, Lund University, 2001;
- [18] “UCTE – Principles of Network Operation” (www.ucte.org), February 1999;
- [19] ERCHE, M., PETERSSON, T., “Reactive Power Sources”, Task Force No 3 – CIGRE WG 38-01, 1987;
- [20] BUCCIERO, J., TERBRUEGGEN, M., “Interconnected Power System Dynamics Tutorial – Electric Power Research Institute”, Palo Alto, January 1998;

- [21] FETEA, R. and PETROIANU, A., “*Can Reactive Power be Used?*”, *Proceedings of International Conference PowerCon 2000, Vol.3, pp.1251-1255, 2000*;
- [22] STEVENSON, W. D. Jr., GRAINER, J. J., “*Power System Analysis*”, *Mc-Graw-Hill, Inc. 1994*;
- [23] DAS, J. C., “*Power System Analysis – Short-Circuit Load Flow and Harmonics*”, *CRC Press, 2012*;
- [24] D’AJUZ, A., “*Equipamentos Elétricos – Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão*”, Rio de Janeiro, FURNAS, 1985;
- [25] HINGORANI, N.G., “*Understanding FACTS – Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*”, *New York, 1999*;
- [26] SOOD, V. K., “*HVDC and FACTS Controllers – Applications of Static Converters in Power Systems*”, *Kluwer Academic Publishers, Boston, 2004*;
- [27] Projeto P&D “*Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica*” – Estado da Arte – Brasília, 2011;
- [28] FRONTIN, S. O., “*Equipamentos de Alta Tensão – Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas*”, Brasília, 2013;
- [29] ZHANG, W., LI, F., TOLBERT, L. M., “*Review of Reactive Power Planning: Objectives, Constraints, and Algorithms*”, *IEEE Transactions on Power Systems, Vol.22, No.4, November, 2007*;
- [30] MOHAMED, S.E.G., MOHAMED, A.Y., ABDELRAHIM, Y.H., “*A New Method of Optimum Reactive Power Allocation to Improve Network Voltage Profile*”, *Sudan University, ZEC Infrastructure, June 2012, Jordan*;
- [31] RAJABZADEH, M., GOLKAR, M.A., “*Optimum Allocation of Reactive Power in Real-Time Operation under Deregulated Electricity Market*”, *Journal of Electrical Engineering & Technology Vol. 4, No.3, pp. 337~345, 2009*;

- [32] BOROUJENI, B. S., BOROUJENI, S. M. S., MEMARIPOUR, A., “*Reactive Power Expansion Planning under a Deregulated Market Power System*”, In: *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, 4(19): 3755-3759, 2012;
- [33] GRANVILLE, S., LIMA, M.C.A, “*Application of Decomposition Techniques to Var Planning: Methodological & Computational Aspects*”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.9, No.4, November 1994;
- [34] YOSHIDA, H., KAWATA, K., FUKUYAMA, Y., NAKANISHI, Y., “*A Particle Swarm Optimization for Reactive Power and Voltage Control Considering Voltage Stability*”, In *IEEE International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems (ISAP'99)*, Rio de Janeiro, April 4-8, 1999;
- [35] LEE, K. Y., PARK, Y. M., ORTIZ, J. L., “*A United Approach to Optimal Real and Reactive Power Dispatch*”, In *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, No. 5, May 1985;
- [36] MENEZES, T., SILVA, L. C. P., AFFONSO, C., COSTA, V. F., SOARES, S., “*MVAR Management on the Pre-dispatch Problem for Improving Voltage Stability Margin*”, In: *IEEE Generation, Transmission and distribution, IEE Proceedings*, Vol. 151, November 2004;
- [37] www.aneel.gov.br, Acesso em Setembro de 2014.
- [38] SATSANGI, S., SAINI, A., SARASWAT, A., “*Clustering Based Voltage Control Areas for Localized Reactive Power Management in Deregulated Power System*”, In: *World Academy of Science, Engineering and Technology* 2011;
- [39] MARTOLIA, V. and VERMA, M. K., “*Voltage Stability Based Formation of Voltage Control Areas Considering Impact of Contingencies*”, In: *IJAPE*, Vol. 1, No. 3, December 2012;
- [40] RAMESH, N., RAM, B.V.S., SUBRAHMANYAM, V., “*Voltage Stability Analysis comparing Generator Sensitivity based Method with V-Q Curve Method for Optimal*

Placement of STATCOM”, In *International Journal of Computer Applications* (0975 – 8887), Vol. 38 – No.12, January 2012;

[41] CAÑIZARES, C. A., ZAMBRONI DE SOUZA, A.C., QIUNTANA, V.H., “*Improving Continuation Methods for tracing Bifurcation Diagrams in Power Systems*”, In: *PROC. BULK POWER SYSTEM VOLTAGE PHENOMENA-III SEMINAR*, Davos, Switzerland, August, 1994.

[42] ZAMBRONI, A.C.S., “*Discussion on Some Voltage Collapse Indices*”, In *Electric Power System Research*, 2000;

[43] VISHWAS, A.N., NAGENDRA, R., “*A New Voltage Stability Index Based on the Tangent Vector of the Power Flow Jacobian*”, In: *Innovative Smart Grid Technologies Conference*, Bangalores, November 2013;

[44] ZAMBRONI DE SOUZA, A.C., “*Tangent vector applied to voltage collapse and loss sensitivity studies*”, In: *Electric Power System Research*, March 1998;

[45] LAGONOTTE, P., SABONNADIÈRE, J. C., LEOST, J. Y. and PAUL, J. P., “*Structural Analysis of the electrical power systems: Application to Secondary Voltage Control in France*”. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 4, pp, 479-486, May 1989;

[46] ZHONG, J., NOBILE, E., BOSE, A. and BHATTACHARYA, K., “*Localized Reactive Power Markets Using Concept of Voltage Control Areas*”, In: *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.19, NO.3, August 2004;

[47] ROCHA, M., “*Estudos de Colapso de Tensão através da Determinação de Ações de Controle com Auxílio do Autovetor à Esquerda*”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Junho 2009;

[48] SEYDEL, R., “*From Equilibrium to Chaos-Practical Bifurcation and Stability Analysis*”, Elsevier Science, 1988;

[49] YORINO, N., LI, H.Q., ZOKA, Y., SASAKI, H., “*New Predictor-Corrector Method and Primal-Dual Interior Point Method for Maximum Loadability Computation*”, *Bulk Power System Dynamics and Control – VI*, August, 22-27, 2004;

- [50] LATON, M. Z., MUSIRIN, I., RAHMAN, T. K. A., “*Voltage Stability Assessment via Continuation Power Flow Method*”, *International Journal of Electrical and Electronic System Research*, Vol.1, June 2008;
- [51] YORINO, N., LI, H., ZOKA, Y., SASAKI, H., “*New Predictor-Corrector Method and Primal-Dual Interior Point Method for Maximum Loadability Computation*”, In: *Bulk Power System Dynamics and Control – VI, August 22-27, 2004, Italy*;
- [52] HONÓRIO, L. M., “*Consideração de Técnicas de Otimização Aplicadas ao Problema de Colapso de Tensão*”, Dissertação de Doutorado, Universidade Federal de Itajubá, Dezembro 2001;
- [53] SCHIOCHET, A. F., “*Fluxo de Potência Ótimo Multi-Objetivo: Abordagem Utilizando uma Estratégia de Parametrização*”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina, Junho de 2006;
- [54] Procedimentos de Rede do ONS, Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos, Revisão 2, Novembro de 2011;
- [55] SANT’ANNA, E. G. S., “*Cálculo de Limites de Intercâmbio em Sistemas Elétricos de Potência através de Ferramentas de Otimização*”, Universidade Federal de Itajubá, Dezembro de 2009;
- [56] CARPENTIER, J., “*Contribution à l’étude du dispatching économique*”, *Bulletin de la Société Française des Electriciens*, ser. 8, vol. 3, pp. 431-447, August de 1962;
- [57] DOMMEL, H. W., TINNEY, W. F., “*Optimal Power Flow Solutions*”, *IEEE Transactions on PAS*, Vol. 87, October de 1968;
- [58] CARPENTIER, J., “*Differential Injections Method: A General Method for Secure and Optimal Load Flows*”, *Proc PICA*, 1973;
- [59] SUN, D. I., ASHLEY, B. T., BREWER, B. J., HUGHES, B. A., TINNEY, W. F., “*Optimal Power Flow by Newton Approach*”, *IEEE Transactions on PAS*, Vol. 103, No 10, October de 1984;

- [60] ALSAÇ, O., BRIGHT, J., PRAIS, M., STOTT, B., “*Further Developments in LP-Based Optimal Power Flow*”, *IEEE Transactions on PAS*, Vol. 5, 1990;
- [61] GRANVILLE, S., “*Optimal Reactive Dispatch Through Interior Point Method*”, *IEEE/PES*, No 93, February de 1993;
- [62] LATORRE, M. L., “Aplicação do Método de Pontos Interiores Primal-Dual para a Resolução do Problema de Fluxo de Potência Ótimo”, Dissertação de Mestrado, COPPE/UFRJ, 1995;
- [63] Informativo ONS, Ano I – nº06 – novembro, 2009;
- [64] August 14, 2003 Outage Sequence of Events US/Canada Power Outage Task Force September 12, 2003;
- [65] Global Blackouts – Lessons Learned, SIEMENS, POWER-GEN Europe 2005, Milan, Italy;
- [66] SANTOS, K.P., Monografia – “Compensação de Reativos em Sistemas Elétricos de Potência”, 2009, UESPI.

ANEXO 1. DADOS DO SISTEMA IEEE 14 BARRAS

Tabela A1.1. Parâmetros dos barramentos

SISTEMA IEEE 14 BARRAS DADOS DE GERAÇÃO / CARGA / SHUNT					
BARRA	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Qsh (Mvar)
1	232,4	-16,5	0	0	0
2	40	43,56	21,7	12,7	0
3	0	25,08	94,2	19	0
4	0	0	47,8	-3,9	0
5	0	0	7,6	1,6	0
6	0	12,73	11,2	7,5	0
7	0	0	0	0	0
8	0	17,62	0	0	0
9	0	0	29,5	16,6	19
10	0	0	9	5,8	0
11	0	0	3,5	1,8	0
12	0	0	6,1	1,6	0
13	0	0	13,5	5,8	0
14	0	0	14,9	5	0

Tabela A1.2. Parâmetros dos ramais

SISTEMA IEEE 14 BARRAS					
DADOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES					
DE	PARA	NC	R [pu]	XL [pu]	Y [Mvar]
1	2	1	0,01938	0,05917	5,28
1	5	1	0,05403	0,22304	4,92
2	3	1	0,04699	0,19797	4,38
2	4	1	0,05811	0,17632	3,4
2	5	1	0,05695	0,17388	3,46
3	4	1	0,06701	0,17103	1,28
4	5	1	0,01335	0,04211	0
4	7	1	0	0,20912	-
4	9	1	0	0,55618	-
5	6	1	0	0,25202	-
6	11	1	0,09498	0,1989	0
6	12	1	0,12291	0,25581	0
6	13	2	0,0615	0,13027	0
7	8	1	0	0,17615	0
7	9	1	0	0,11001	0
9	10	1	0,03181	0,0845	0
9	14	1	0,12711	0,27038	0
10	11	1	0,08205	0,19207	0
12	13	1	0,22092	0,1988	0
13	14	1	0,17093	0,34802	0

ANEXO 2. DADOS DO SISTEMA CIGRÉ 32 BARRAS

Tabela A2.1. Parâmetros dos barramentos

SISTEMA CIGRE 32 BARRAS DADOS DE GERAÇÃO / CARGA / SHUNT						
BARRA	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qmin (Mvar)	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Qsh (Mvar)
4072	4500	0	-300	2000	500	0
4071	500	0	-50	300	100	-400
4011	1000	0	-100	0	0	0
4012	800	0	-160	0	0	-100
4021	300	0	0	0	0	0
4031	350	0	-40	0	0	0
4042	700	0	0	0	0	0
4041	300	0	-200	0	0	200
4062	600	0	0	0	0	0
4063	1200	0	0	0	0	0
4051	700	0	0	0	0	100
4047	1200	0	0	0	0	0
2032	850	0	-80	200	50	0
1012	800	0	-80	300	100	0
1014	700	0	-100	0	0	0
1022	250	0	-25	280	95	50
1021	600	0	-160	0	0	0
1043	200	0	-20	230	100	150
1042	400	0	-40	300	80	0

Tabela A2.2. Parâmetros dos ramais

SISTEMA CIGRE 32 BARRAS					
DADOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES					
DE	PARA	NC	R [pu]	XL [pu]	Y [Mvar]
4011	4012	1	0,001	0,008	0,000
4011	4021	1	0,006	0,060	0,000
4011	4022	1	0,004	0,040	0,000
4011	4071	1	0,005	0,045	0,000
4012	4022	1	0,004	0,035	0,000
4012	4071	1	0,005	0,050	0,000
4021	4032	1	0,004	0,040	0,000
4021	4042	1	0,010	0,060	0,000
4031	4022	1	0,002	0,020	0,000
4031	4022	2	0,002	0,020	0,000
4031	4032	1	0,001	0,010	0,000
4031	4041	1	0,006	0,040	0,000
4031	4041	2	0,006	0,040	0,000
4042	4032	1	0,010	0,040	0,000
4032	4044	1	0,006	0,050	0,000
4041	4044	1	0,003	0,030	0,000
4041	4061	1	0,006	0,045	0,000
4042	4043	1	0,002	0,015	0,000
4042	4044	1	0,002	0,020	0,000
4043	4044	1	0,001	0,010	0,000
4043	4046	1	0,001	0,010	0,000
4043	4047	1	0,002	0,020	0,000
4044	4045	1	0,002	0,020	0,000
4044	4045	2	0,002	0,020	0,000
4045	4051	1	0,004	0,040	0,000
4045	4051	2	0,004	0,040	0,000
4045	4062	1	0,011	0,080	0,000
4046	4047	1	0,001	0,015	0,000
4061	4062	1	0,002	0,015	0,000
4062	4063	1	0,003	0,030	0,000
4062	4063	2	0,003	0,030	0,000
4071	4072	1	0,003	0,030	0,000
4071	4072	2	0,003	0,030	0,000
2031	2032	1	0,012	0,090	0,000
2031	2032	2	0,012	0,090	0,000
1011	1013	1	0,010	0,070	0,000
1011	1013	2	0,010	0,070	0,000
1012	1014	1	0,014	0,090	0,000
1012	1014	2	0,014	0,090	0,000

1013	1014	1	0,007	0,050	0,000
1013	1014	2	0,007	0,050	0,000
1021	1022	1	0,030	0,200	0,000
1021	1022	2	0,030	0,200	0,000
1041	1043	1	0,010	0,060	0,000
1041	1043	2	0,010	0,060	0,000
1041	1045	1	0,015	0,120	0,000
1041	1045	2	0,015	0,120	0,000
1042	1044	1	0,038	0,280	0,000
1042	1044	2	0,038	0,280	0,000
1042	1045	1	0,050	0,300	0,000
1043	1044	1	0,010	0,080	0,000
1043	1044	2	0,010	0,080	0,000
4011	1011	1	0	0,045	-
4012	1012	1	0	0,045	-
4022	1022	1	0	0,045	-
4031	2031	1	0	0,045	-
4044	1044	1	0	0,045	-
4044	1044	2	0	0,045	-
4045	1045	1	0	0,045	-
4045	1045	2	0	0,045	-

ANEXO 3. DADOS DO SISTEMA IEEE118 BARRAS

Tabela A3.1. Parâmetros dos barramentos

SISTEMA IEEE 118 BARRAS DADOS DE GERAÇÃO / CARGA / SHUNT					
BARRA	Pg (MW)	Qg (Mvar)	Pd (MW)	Qd (Mvar)	Qsh (Mvar)
1	0	2,154	51	27	0
2	0	0	20	9	0
3	0	0	39	10	0
4	-9	14,48	30	12	0
5	0	0	0	0	-40
6	0	9,29	52	22	0
7	0	0	19	2	0
8	-28	51,27	0	0	0
9	0	0	0	0	0
10	450	-51	0	0	0
11	0	0	70	23	0
12	85	76,47	47	10	0
13	0	0	34	16	0
14	0	0	14	1	0
15	0	7,809	90	30	0
16	0	0	25	10	0
17	0	0	11	3	0
18	0	29,16	60	34	0
19	0	-14,2	45	25	0
20	0	0	18	3	0
21	0	0	14	8	0
22	0	0	10	5	0
23	0	0	7	3	0
24	-13	-17,3	0	0	0
25	220	48,26	0	0	0
26	314	11,94	0	0	0
27	-9	-3,49	62	13	0
28	0	0	17	7	0
29	0	0	24	4	0
30	0	0	0	0	0
31	7	24,92	43	27	0
32	0	9,39	59	23	0
33	0	0	23	9	0
34	0	-6,41	59	26	14
35	0	0	33	9	0
36	0	8,016	31	17	0

37	0	0	0	0	-25
38	0	0	0	0	0
39	0	0	27	11	0
40	-46	29,61	20	23	0
41	0	0	37	10	0
42	-59	39,92	37	23	0
43	0	0	18	7	0
44	0	0	16	8	10
45	0	0	318	132	10
46	19	89,5	28	10	10
47	0	0	34	0	0
48	0	0	20	11	15
49	204	202,7	87	30	0
50	0	0	17	4	0
51	0	0	17	8	0
52	0	0	18	5	0
53	0	0	23	11	0
54	48	-159	113	32	0
55	0	-96	63	22	0
56	0	286,4	84	18	0
57	0	0	12	3	0
58	0	0	12	3	0
59	155	66,13	277	113	0
60	0	0	78	3	0
61	160	-39,7	0	0	0
62	0	0,78	77	14	0
63	0	0	0	0	0
64	0	0	0	0	0
65	391	111,2	0	0	0
66	392	-4,68	39	18	0
67	0	0	28	7	0
68	0	0	0	0	0
69	848,9	-84,7	0	0	0
70	0	11,4	66	20	0
71	0	0	0	0	0
72	-12	-5,56	0	0	0
73	-6	8,81	0	0	0
74	0	-4,48	68	27	12
75	0	0	47	11	0
76	0	5,492	68	36	0
77	0	10,58	61	28	0
78	0	0	71	26	0
79	0	0	39	32	20

80	477	112,1	130	26	0
81	0	0	0	0	0
82	0	0	54	27	20
83	0	0	20	10	10
84	0	0	11	7	0
85	0	3,84	24	15	0
86	0	0	21	10	0
87	4	9,458	0	0	0
88	0	0	48	10	0
89	607	-24,6	0	0	0
90	-85	56,93	78	42	0
91	-10	-13,1	0	0	0
92	0	6,862	65	10	0
93	0	0	12	7	0
94	0	0	30	16	0
95	0	0	42	31	0
96	0	0	38	15	0
97	0	0	15	9	0
98	0	0	34	8	0
99	-42	-17,5	0	0	0
100	252	-86,1	37	18	0
101	0	0	22	15	0
102	0	0	5	3	0
103	40	72,94	23	16	0
104	0	-7,83	38	25	0
105	0	0,793	31	26	20
106	0	0	43	16	0
107	-22	3,05	28	12	6
108	0	0	2	1	0
109	0	0	8	3	0
110	0	-1,97	39	30	6
111	36	-1,84	0	0	0
112	-43	41,51	25	13	0
113	-6	4,312	0	0	0
114	0	0	8	3	0
115	0	0	22	7	0
116	-184	50,67	0	0	0
117	0	0	20	8	0
118	0	0	33	15	0

Tabela A3.2. Parâmetros dos ramais

SISTEMA IEEE 118 BARRAS DADOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E TRANSFORMADORES					
De	Para	NC	R [pu]	X [pu]	Y [Mvar]
1	2	1	0,0303	0,0999	2,54
1	3	1	0,0129	0,0424	1,082
4	5	1	0,00176	0,00798	0,21
3	5	1	0,0241	0,108	2,84
5	6	1	0,0119	0,054	1,426
6	7	1	0,00459	0,0208	0,55
8	9	1	0,00244	0,0305	116,2
8	5	1	0	0,0267	-
9	10	1	0,00258	0,0322	123
4	11	1	0,0209	0,0688	1,748
5	11	1	0,0203	0,0682	1,738
11	12	1	0,00595	0,0196	0,502
2	12	1	0,0187	0,0616	1,572
3	12	1	0,0484	0,16	4,06
7	12	1	0,00862	0,034	0,874
11	13	1	0,02225	0,0731	1,876
12	14	1	0,0215	0,0707	1,816
13	15	1	0,0744	0,2444	6,268
14	15	1	0,0595	0,195	5,02
12	16	1	0,0212	0,0834	2,14
15	17	1	0,0132	0,0437	4,44
16	17	1	0,0454	0,1801	4,66
17	18	1	0,0123	0,0505	1,298
18	19	1	0,01119	0,0493	1,142
19	20	1	0,0252	0,117	2,98
15	19	1	0,012	0,0394	1,01
20	21	1	0,0183	0,0849	2,16
21	22	1	0,0209	0,097	2,46
22	23	1	0,0342	0,159	4,04
23	24	1	0,0135	0,0492	4,98
23	25	1	0,0156	0,08	8,64
26	25	1	0	0,0382	-
25	27	1	0,0318	0,163	17,64
27	28	1	0,01913	0,0855	2,16
28	29	1	0,0237	0,0943	2,38
30	17	1	0	0,0388	-
8	30	1	0,00431	0,0504	51,4
26	30	1	0,00799	0,086	90,8
17	31	1	0,0474	0,1563	3,99

29	31	1	0,0108	0,0331	0,83
23	32	1	0,0317	0,1153	11,73
31	32	1	0,0298	0,0985	2,51
27	32	1	0,0229	0,0755	1,926
15	33	1	0,038	0,1244	3,194
19	34	1	0,0752	0,247	6,32
35	36	1	0,00224	0,0102	0,268
35	37	1	0,011	0,0497	1,318
33	37	1	0,0415	0,142	3,66
34	36	1	0,00871	0,0268	0,568
34	37	1	0,00256	0,0094	0,984
38	37	1	0	0,0375	-
37	39	1	0,0321	0,106	2,7
37	40	1	0,0593	0,168	4,2
30	38	1	0,00464	0,054	42,2
39	40	1	0,0184	0,0605	1,552
40	41	1	0,0145	0,0487	1,222
40	42	1	0,0555	0,183	4,66
41	42	1	0,041	0,135	3,44
43	44	1	0,0608	0,2454	6,068
34	43	1	0,0413	0,1681	4,226
44	45	1	0,0224	0,0901	2,24
45	46	1	0,04	0,1356	3,32
46	47	1	0,038	0,127	3,16
46	48	1	0,0601	0,189	4,72
47	49	1	0,0191	0,0625	1,604
42	49	1	0,03575	0,1615	17,2
45	49	1	0,0684	0,186	4,44
48	49	1	0,0179	0,0505	1,258
49	50	1	0,0267	0,0752	1,874
49	51	1	0,0486	0,137	3,42
51	52	1	0,0203	0,0588	1,396
52	53	1	0,0405	0,1635	4,058
53	54	1	0,0263	0,122	3,1
49	54	1	0,039672921	0,144998276	14,68
54	55	1	0,0169	0,0707	2,02
54	56	1	0,00275	0,00955	0,732
55	56	1	0,00488	0,0151	0,374
56	57	1	0,0343	0,0966	2,42
50	57	1	0,0474	0,134	3,32
56	58	1	0,0343	0,0966	2,42
51	58	1	0,0255	0,0719	1,788
54	59	1	0,0503	0,2293	5,98

56	59	1	0,040692568	0,122426531	11,05
55	59	1	0,04739	0,2158	5,646
59	60	1	0,0317	0,145	3,76
59	61	1	0,0328	0,15	3,88
60	61	1	0,00264	0,0135	1,456
60	62	1	0,0123	0,0561	1,468
61	62	1	0,00824	0,0376	0,98
63	59	1	0	0,0386	-
63	64	1	0,00172	0,02	21,6
64	61	1	0	0,0268	-
38	65	1	0,00901	0,0986	104,6
64	65	1	0,00269	0,0302	38
49	66	1	0,009	0,04595	4,96
62	66	1	0,0482	0,218	5,78
62	67	1	0,0258	0,117	3,1
65	66	1	0	0,037	-
66	67	1	0,0224	0,1015	2,682
65	68	1	0,00138	0,016	63,8
47	69	1	0,0844	0,2778	7,092
49	69	1	0,0985	0,324	8,28
68	69	1	0	0,037	-
69	70	1	0,03	0,127	12,2
24	70	1	0,00221	0,4115	10,198
70	71	1	0,00882	0,0355	0,878
24	72	1	0,0488	0,196	4,88
71	72	1	0,0446	0,18	4,444
71	73	1	0,00866	0,0454	1,178
70	74	1	0,0401	0,1323	3,368
70	75	1	0,0428	0,141	3,6
69	75	1	0,0405	0,122	12,4
74	75	1	0,0123	0,0406	1,034
76	77	1	0,0444	0,148	3,68
69	77	1	0,0309	0,101	10,38
75	77	1	0,0601	0,1999	4,978
77	78	1	0,00376	0,0124	1,264
78	79	1	0,00546	0,0244	0,648
77	80	1	0,010771552	0,033175896	7
79	80	1	0,0156	0,0704	1,87
68	81	1	0,00175	0,0202	80,8
81	80	1	0	0,037	-
77	82	1	0,0298	0,0853	8,174
82	83	1	0,0112	0,03665	3,796
83	84	1	0,0625	0,132	2,58

83	85	1	0,043	0,148	3,48
84	85	1	0,0302	0,0641	1,234
85	86	1	0,035	0,123	2,76
86	87	1	0,02828	0,2074	4,45
85	88	1	0,02	0,102	2,76
85	89	1	0,0239	0,173	4,7
88	89	1	0,0139	0,0712	1,934
89	90	1	0,016307407	0,065149809	15,88
90	91	1	0,0254	0,0836	2,14
89	92	1	0,007907927	0,038274449	9,62
91	92	1	0,0387	0,1272	3,268
92	93	1	0,0258	0,0848	2,18
92	94	1	0,0481	0,158	4,06
93	94	1	0,0223	0,0732	1,876
94	95	1	0,0132	0,0434	1,11
80	96	1	0,0356	0,182	4,94
82	96	1	0,0162	0,053	5,44
94	96	1	0,0269	0,0869	2,3
80	97	1	0,0183	0,0934	2,54
80	98	1	0,0238	0,108	2,86
80	99	1	0,0454	0,206	5,46
92	100	1	0,0648	0,295	4,72
94	100	1	0,0178	0,058	6,04
95	96	1	0,0171	0,0547	1,474
96	97	1	0,0173	0,0885	2,4
98	100	1	0,0397	0,179	4,76
99	100	1	0,018	0,0813	2,16
100	101	1	0,0277	0,1262	3,28
92	102	1	0,0123	0,0559	1,464
101	102	1	0,0246	0,112	2,94
100	103	1	0,016	0,0525	5,36
100	104	1	0,0451	0,204	5,41
103	104	1	0,0466	0,1584	4,07
103	105	1	0,0535	0,1625	4,08
100	106	1	0,0605	0,229	6,2
104	105	1	0,00994	0,0378	0,986
105	106	1	0,014	0,0547	1,434
105	107	1	0,053	0,183	4,72
105	108	1	0,0261	0,0703	1,844
106	107	1	0,053	0,183	4,72
108	109	1	0,0105	0,0288	0,76
103	110	1	0,03906	0,1813	4,61
109	110	1	0,0278	0,0762	2,02

110	111	1	0,022	0,0755	2
110	112	1	0,0247	0,064	6,2
17	113	1	0,00913	0,0301	0,768
32	113	1	0,0615	0,203	5,18
32	114	1	0,0135	0,0612	1,628
27	115	1	0,0164	0,0741	1,972
114	115	1	0,0023	0,0104	0,276
68	116	1	0,00034	0,00405	16,4
12	117	1	0,0329	0,14	3,58
75	118	1	0,0145	0,0481	1,198
76	118	1	0,0164	0,0544	1,356