

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

Daniela Arantes Gomes Ferreira

**Análise da Margem de Estabilidade de Tensão do
Sistema de Transmissão Paulista**

São Carlos

2019

Daniela Arantes Gomes Ferreira

Análise da Margem de Estabilidade de Tensão do Sistema de Transmissão Paulista

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Energia e Automação, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do título de Engenheira Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Rodrigo Andrade Ramos

**São Carlos
2019**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

F383a	<p>Ferreira, Daniela Arantes Gomes</p> <p>Análise da margem de estabilidade de tensão do sistema de transmissão paulista / Daniela Arantes Gomes Ferreira; orientador Rodrigo Andrade Ramos. São Carlos, 2019.</p> <p>Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2019.</p> <p>1. Sistemas elétricos de potência. 2. Margem de estabilidade de tensão. 3. Fluxo de carga continuado. I. Título.</p>
-------	---

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Daniela Arantes Gomes Ferreira

Título: “Análise da margem de estabilidade de tensão do sistema de transmissão paulista”

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 25 / 11 / 2019,

com NOTA 9,3 (NOVE, TRÊS), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Associado Rodrigo Andrade Ramos - Orientador -
SEL/EESC/USP*

*Profa. Associada Ahda Pionkoski Grilo Pavani - Universidade Federal
do ABC*

Mestre Liciane Cândida Pataca - CPFL Energia

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

*À minha mãe Valéria e ao meu pai Salvador
por serem meu alicerce nessa jornada.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à Deus por sua infinita bondade, por colocar na minha vida pessoas tão boas que me fazem crescer e querer ser melhor, por iluminar o meu caminho dispondo-o de diversas oportunidades, por me proteger diariamente dos perigos do mundo e das coisas ruins, por abençoar as pessoas que amo e todas as outras também, por ser exemplo de sabedoria.

Agradeço à minha mãe Valéria pelo imenso amor, por todo o carinho mesmo quando eu não queria e não merecia, todo o apoio, compreensão e paciência. Sou eternamente grata por tudo que fez e faz por mim! Agradeço ao meu pai Salvador também pelo amor, apoio, paciência e, em especial, por ser o pai presente, estar ao meu lado em todos os momentos e contribuir para a realização dos meus sonhos. Agradeço ao meu pai Nylo por todo o carinho e incentivo, por, mesmo longe, me fazer parte dessa família que amo tanto.

Agradeço ao meu irmão Diogo pelo exemplo, por me guiar com suas experiências e conselhos pelo melhor caminho e entender que a minha teimosia trilha a minha individualidade, por cuidar de mim, por me fazer sua Lorinha. Aos meus irmãos Juliana, Nylo, Natália, Nicole e Cauã por toda receptividade e todo amor que só verdadeiros pernambucanos sabem dar.

Agradeço ao meu namorado Gustavo por me fazer feliz, por compartilhar comigo seus dias, por ser minha inspiração a evoluir, por todo o amor, carinho, incentivo e confiança depositados. Não poderia deixar de agradecer à sua família, Jorge, Lígia, Murilo e Ana Carolina, pelo incentivo e amparo indispensáveis nessa jornada.

Ao meu querido orientador Rodrigo por acreditar no meu potencial e me encorajar no caminho da pesquisa, por todo o conhecimento transmitido, pela dedicação, paciência e compreensão durante o desenvolvimento deste trabalho e do meu segundo projeto de iniciação científica. Ao meu primeiro orientador durante a graduação, o italiano que, não só fala, mas ensina matemática com as mãos, ao professor Igor Mencattini pelas longas horas de estudo em conjunto, pela simplicidade, zelo e empenho sem iguais. Agradeço, ainda, aos demais professores da Universidade de São Paulo pelos ensinamentos fundamentais para a minha formação acadêmica e aos funcionários da Escola de Engenharia de São Carlos pelo suporte durante esse período.

Ao Victor, Felipe e Matheus por todo o conhecimento compartilhado diariamente durante o meu estágio na ISA CTEEP, pela confiança no meu trabalho, pelo crescimento profissional proporcionado, pelas brincadeiras e risadas, pelo incentivo, apoio e amizade. Ao Renato Guimarães pelas responsabilidades delegadas e oportunidades concedidas para expor o meu potencial. Ao Raphael Molina pelo apoio e confiança na equipe.

A todos meus amigos, em especial ao Palmito, Ousa, Mandela, Rubinho e André, por me acompanharem durante a graduação tornando-a menos penosa, pelas risadas, pela troca de experiências e aprendizados, pelo suporte não apenas nos estudos e pela amizade que construímos. Desejo muito sucesso a todos vocês! Aos companheiros das equipes Tupã e Topus pela demonstração do valor do trabalho em equipe.

Agradeço ao meu primo Guilherme por me ajudar na transição de morar em outra cidade, longe dos meus pais pela primeira vez, por ser minha companhia no início da graduação. Ao meu primo André, à sua esposa Amanda e ao pequeno Arthur por todo o cuidado e carinho com que sempre me receberam em sua casa, por serem meu lar em São Carlos no final da graduação. À minha prima gêmea Cecília por ser minha melhor amiga.

Agradeço às mulheres maravilhosas que moraram comigo, Marina Cardoso, Luísa Fontes e Ana Luiza Queiroz, pela tranquila convivência diária, pela companhia e por aguentarem a minha bagunça por um bom tempo.

Ainda há inúmeras pessoas a agradecer, mas, para não me estender mais, resumo o meu muito obrigada a todos aqueles que de alguma forma fizeram parte dos últimos cinco anos da minha vida.

*“Everything should be made
as simple as possible.
But not simpler.”
Albert Einstein*

RESUMO

FERREIRA, D. A. G. **Análise da margem de estabilidade de tensão do sistema de transmissão paulista.** 2019. 79p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2019.

Dentre os métodos de análise estática de estabilidade de tensão o fluxo de carga continuado é um dos mais amplamente utilizados. Este método parte de um ponto de operação conhecido e de uma determinada direção de crescimento de carga para obter o ponto de máximo carregamento do sistema elétrico de potência e o traçado da sua curva *PV*. Dessa forma, é possível avaliar a proximidade do ponto de operação ao ponto de máximo carregamento, o que se transfigura no índice conhecido por margem de estabilidade de tensão. O presente trabalho tem por objetivo principal analisar os impactos de se adotar diferentes direções de crescimento de carga na margem de estabilidade de tensão de um sistema real. O sistema objeto de estudo é a rede de transmissão do estado de São Paulo, escolhido por ser a região do sistema interligado brasileiro com o maior consumo de energia e, por conseguinte, maior concentração das cargas do sistema. Dentre as variáveis que influenciam na direção de crescimento de carga as principais abordadas neste trabalho são a taxa de crescimento de cada carga e o seu respectivo fator de potência. Ao variar esses parâmetros buscando estressar mais o sistema foram observadas significativas variações da margem de estabilidade de tensão, mantendo como referência uma certa condição de carregamento da rede. Logo, demonstra-se que para que esta margem possa ser usada como indicador no planejamento de longo prazo do sistema elétrico de potência, é necessário incluir no método do fluxo de carga continuado as incertezas inerentes à direção de incremento do consumo de potência, evidenciando a necessidade de se realizar uma análise probabilística quanto à estabilidade de tensão.

Palavras-chave: Sistemas elétricos de potência. Estabilidade de tensão. Fluxo de carga continuado. Margem de estabilidade de tensão. Planejamento.

ABSTRACT

FERREIRA, D. A. G. **Analysis of voltage stability margin of São Paulo's transmission system.** 2019. 79p. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2019.

Among the static analysis methods of voltage stability, continuation power flow is one of the most widely used. This method starts from a known operating point and a given load increase direction to obtain the point of maximum deliverable power of the power system and its *PV* curve. Thus, it is possible to evaluate the proximity of the operating point to the critical point, which is transformed into the index known as voltage stability margin. The present work has as main objective to analyze the impacts of adopting different load increase directions in the voltage stability margin of a real power system. The system under study is the transmission network of the state of São Paulo, chosen because it is the region of the Brazilian interconnected system with the highest energy consumption and, therefore, the highest concentration of system loads. Among the variables that influence the load change direction, the main ones discussed in this work are the increase rate of each load and its respective power factor. By varying these parameters in order to get the system more stressed, significant variations of the voltage stability margin were observed, keeping a certain grid loading condition as a reference. Therefore, it is demonstrated that in order for this margin to be used as an indicator in the long term planning of the electric power system, it is necessary to include in the continuation power flow method the uncertainties inherent to the direction of the increase in power consumption, evidencing the need to carry out a probabilistic analysis for voltage stability.

Keywords: Electric Power Systems. Voltage Stability. Continuation Power Flow. Voltage Stability Margin. Planning.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Classificação da estabilidade de sistemas elétricos de potência.	27
Figura 2 – Tempos de resposta típicos dos equipamentos e ações de controle relacionados à estabilidade de tensão do sistema de potência.	30
Figura 3 – Sistema simples de duas barras.	32
Figura 4 – Potência, tensão e corrente em função da resistência da carga para fator de potência constante ($\tan\phi = 0,2$) e sistema de transmissão sem perdas ($R = 0$).	34
Figura 5 – Máxima transferência de potência em função do fator de potência da carga para sistema de transmissão sem perdas ($R = 0$).	35
Figura 6 – Domínio da existência de solução para o fluxo de carga.	37
Figura 7 – Tensão em função das potências ativa e reativa da carga.	38
Figura 8 – Curvas PV para diferentes fatores de potência da carga.	39
Figura 9 – Mecanismos de instabilidade para carga exponencial com $\alpha = \beta = 0$	41
Figura 10 – Mecanismos de instabilidade para carga exponencial com $\alpha = \beta = 0,7$	41
Figura 11 – Margem de Estabilidade de Tensão avaliada a partir da curva PV.	43
Figura 12 – Modelo π de linha de transmissão.	46
Figura 13 – Modelo de transformador.	47
Figura 14 – Circuito equivalente π de transformador em fase.	48
Figura 15 – Circuito equivalente π de transformador defasador.	49
Figura 16 – Modelo de elemento de compensação reativa <i>shunt</i>	49
Figura 17 – Modelo de compensador estático de reativos.	50
Figura 18 – Modelo de gerador.	51
Figura 19 – Modelo de carga potência constante.	52
Figura 20 – Mapa geoeletrico do estado de São Paulo em 2023.	66
Figura 21 – Geração de energia no estado de São Paulo.	68
Figura 22 – Área de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica.	69
Figura 23 – Curvas PV de barras de 440 kV para o caso A	70
Figura 24 – Curvas PV de barras de 440 kV para o caso B	71
Figura 25 – Curvas PV de barras de 440 kV para o caso C	71
Figura 26 – Curvas PV de barras de 440 kV para o caso D	72
Figura 27 – Curvas PV de barras de 440 kV para o caso E	73
Figura 28 – Curvas PV da barra de 440 kV da subestação Oeste para os casos simulados com distintas direções de crescimento de carga.	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Faixa de fator de potência no ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora.	69
Tabela 2 – Margens de Estabilidade de Tensão dos casos simulados.	74

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANAREDE	Análise de Redes Elétricas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CAG	Controle Automático de Geração
CC	Corrente Contínua
CPFLOW	<i>Continuation Power Flow</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERAC	Esquema Regional de Alívio de Carga
FCC	Fluxo de Carga Continuado
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
LTC	<i>Load Tap Changer</i>
MATLAB	MATrix LABoratory
MET	Margem de Estabilidade de Tensão
MST	Margem de Segurança de Tensão
MMC	Método de Monte Carlo
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAR	Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
POTEE	Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica
PMC	Ponto de Máximo Carregamento
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional

SVC	<i>Static Var Compensator</i>
TCR	<i>Thyristor Controlled Reactor</i>
TSC	<i>Thyristor Switched Capacitor</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	Objetivos	26
1.2	Estrutura da Monografia	26
2	ESTABILIDADE DE TENSÃO	27
2.1	Métodos de Análise	31
2.2	Fundamentação Teórica	32
2.2.1	Máxima Transferência de Potência	33
2.2.2	Relação entre Potência Ativa e Tensão (Curva <i>PV</i>)	38
2.2.3	Cenários de Instabilidade de Tensão	40
2.3	Margem de Estabilidade de Tensão	42
3	FLUXO DE CARGA CONTINUADO	45
3.1	Modelagem do Sistema Elétrico de Potência	46
3.1.1	Linhas de Transmissão	46
3.1.2	Transformadores	47
3.1.3	Capacitores, Reatores e Compensadores Estáticos	49
3.1.4	Geradores	50
3.1.5	Cargas	51
3.2	Fluxo de Carga	53
3.2.1	Método de Newton-Raphson	56
3.2.2	Limites de Potência Reativa e de Magnitude de Tensão	57
3.2.3	Controle Automático de <i>taps</i>	58
3.3	Formulação do Crescimento de Carga	59
3.4	Parametrização	61
3.5	Predição	62
3.6	Correção	63
3.7	Controle do Comprimento do Passo	63
4	OBTENÇÃO DA MET DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO PAU-LISTA	65
4.1	Premissas Adotadas	65
4.2	Resultados das Simulações	70
5	CONCLUSÃO	75
5.1	Trabalhos Futuros	75

REFERÊNCIAS	77
-------------------	----

1 INTRODUÇÃO

A conjuntura atual da sociedade revela uma grande dependência da energia elétrica para se obter algo ou realizar qualquer atividade. A crescente demanda por energia, juntamente com a sua importância para atender às necessidades da vida moderna, tornam a operação e o planejamento do sistema elétrico tarefas muito delicadas. A fim de garantir a continuidade do suprimento e a qualidade da energia distribuída, busca-se manter os carregamentos e as tensões dos elementos da rede dentro de determinados limites aceitáveis a uma frequência constante.

Durante seu funcionamento, o sistema elétrico de potência (SEP) está constantemente sujeito a diversas perturbações como variações da geração e da carga, atuação de mecanismos de controle, inserção e remoção de elementos, entre outros. Alguns desses eventos, a depender da magnitude das oscilações impostas ao sistema, o conduz à instabilidade, levando ao mau funcionamento das máquinas elétricas e dos equipamentos conectados à rede e, em casos mais críticos, à ocorrência de apagões, também chamados *blackouts*.

Por muitas décadas, a estabilidade angular foi ponto focal de atenção na operação dos sistemas elétricos. Com a redução dos investimentos em novas instalações de geração e de transmissão, os sistemas passaram a operar cada vez mais estressados, próximos aos limites de carregamento. A ocorrência de instabilidade em diversos SEPs do mundo relacionadas não à perda de sincronismo das máquinas, mas ao colapso de tensão devido à insuficiência de suporte reativo, evidenciou um fenômeno até então desprezado, o qual foi denominado estabilidade de tensão (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998).

A princípio, a estabilidade de tensão foi vista como um conceito estático, que decorre de uma análise do sistema em regime permanente. De fato, um de seus principais aspectos é a capacidade de transferência de potência reativa de suas fontes de produção aos pontos de consumo durante condições operativas constantes (TAYLOR, 1994), sendo a abordagem estática a mais coerente para análises de planejamento do sistema segundo (CIGRÉ WG 38.01 TF03, 1987). No entanto, verificou-se também influências significativas de fatores dinâmicos no processo de instabilidade de tensão.

A instabilidade de tensão decorre da variação do parâmetro de carregamento do sistema, o qual pode estar relacionado ao crescimento da carga, e, à medida que evolui, conduz o problema de fluxo de potência à singularidade da matriz Jacobiana. Esta singularidade caracteriza um ponto de bifurcação chamado de Ponto de Máximo Carregamento (PMC) ou, ainda, ponto de máxima transferência de potência. A avaliação da segurança de um SEP quanto à estabilidade de tensão pode ser realizada por meio

da obtenção de sua Margem de Estabilidade de Tensão (MET), também denominada Margem de Segurança de Tensão (MST), através da análise da curva PV. A MET consiste na porcentagem de crescimento da carga necessária, com relação a um ponto de operação de referência, para se atingir o PMC do sistema.

A curva PV de um SEP pode ser obtida, por exemplo, calculando-se inúmeros fluxos de potência por meio da realização de sucessivos incrementos de carga utilizando o método da continuação que ficou conhecido por Fluxo de Carga Continuado (FCC). Apesar das ferramentas existentes hoje abrangerem fatores que contribuem no controle de tensão, como o redespacho de geração, a comutação dos taps de transformadores e o acionamento de elementos de compensação reativa, o FCC, em sua concepção, considera constante a topologia da rede e conhecida a direção de crescimento de carga.

A garantia da operação segura do sistema é uma preocupação constante no planejamento da operação e na operação em tempo real. Nesse sentido, faz-se necessário avaliar tanto o desempenho estático como dinâmico do sistema com o intuito de definir sua região de segurança, identificando as fronteiras de violação dos limites operativos. Para isso, são utilizados nomogramas que são gráficos do traçado das regiões de segurança geralmente apresentadas em duas dimensões (CARMO, 2015). Normalmente, os nomogramas são construídos através da mudança do despacho de geração em três grupos de usinas de um SEP, sem considerar a barra de referência, mantendo a carga do sistema constante e, portanto, fazendo com que o somatório total de injeção de potência ativa também permaneça constante. Dessa forma, é possível determinar os limites de transmissão entre dois ou mais subsistemas e a máxima capacidade de atendimento a uma área geoeletrica (PENNA et al., 2011).

A formação de nomogramas utiliza o método da continuação para analisar, dentro de um conjunto de contingências, diferentes direções de redespacho dos grupos de geração. Por mais que geração e carga tenham efeitos complementares do ponto de vista de injeção de potência ativa, os pontos no sistema onde se localizam essas injeções não são idênticos e, geralmente, um crescimento no consumo de potência ativa das cargas é acompanhado também de um aumento no consumo de potência reativa. Logo, a análise de nomogramas pode servir para o estudo de diferentes cenários de geração, mas não necessariamente de diferentes comportamentos das cargas.

Recentemente, alguns modelos e metodologias de estudo de estabilidade de tensão que consideram as incertezas inerentes à carga dos SEPs estão sendo desenvolvidos e propostos. Contudo, diferentemente do que é feito no fluxo de carga continuado, em sua maioria, tais métodos realizam uma abordagem dinâmica do problema, como nas referências (QIU; ZHAO; CHIANG, 2008; ZHANG et al., 2009; PIERROU; WANG, 2019).

Embora seja possível prever com certa precisão o perfil de crescimento das cargas no curto prazo, tendo como base as curvas de carga verificadas nos dias, meses e anos

anteriores, essa precisão se torna cada vez menor quanto mais distante no tempo está o cenário analisado, isto é, quanto mais futuro ele for. O planejamento da expansão visa indicar uma configuração do sistema capaz de atender a demanda dentro de critérios de confiabilidade estabelecidos que minimize os custos de investimento e operação futuros. Nesse contexto, quanto mais aderentes à realidade física dos eventos estiverem os modelos matemáticos, mais realistas serão os custos e riscos avaliados no processo de planejamento (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

Apesar de o FCC considerar a topologia do SEP constante, ele pode ser usado no âmbito do planejamento da expansão para analisar diferentes topologias de rede propostas, de modo a compará-las com relação à folga conferida ao sistema permitindo um determinado crescimento das cargas sem que hajam novos investimentos na rede. O interessante é que, por se tratar de uma análise estática, independe do tempo e, por conseguinte, da real taxa total de crescimento da demanda, uma vez que taxas maiores implicam apenas em atingir o ponto de máximo carregamento mais rápido. Contudo, as diferentes proporções com que as cargas crescem entre si afetam no resultado do fluxo de potência continuado, já que implicam em diferentes cenários de evolução do sistema.

Outra característica das cargas que modifica o traçado da curva PV é o fator de potência. No Brasil, normalmente, as cargas são modeladas como potência constante nos estudos de fluxo de potência, como pode ser observado nos casos de referência do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) modelados no ANAREDE, *software* brasileiro para análise de redes elétricas em regime permanente desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Nesses casos, é possível verificar também que para os diferentes patamares de carga (leve, média e pesada) elas podem assumir, além de diferentes valores, diferentes fatores de potência. Apesar de não serem fixos, em geral, é possível definir uma faixa de valores para o fator de potência de cada carga através da análise de medições realizadas nos pontos de conexão.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é o sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, o qual se caracteriza por ser um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, com predominância de usinas hidrelétricas (ONS, 2019b). De acordo com o PAR 2019-2023 (ONS, 2018a), o estado de São Paulo é o que possui a maior carga máxima e, portanto, o maior consumo de energia elétrica do país. Essa informação condiz com o fato deste estado também ser o mais populoso, segundo (INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2019), com cerca de 45.919.049 pessoas, mais de 25 milhões à frente do segundo colocado, Minas Gerais. Devido à elevada demanda, São Paulo deverá ser a unidade federativa brasileira com incremento de carga mais significativo em termos absolutos, com um aumento de cerca de 2,7GW entre os anos de 2019 e 2023, conforme (ONS, 2018a). Logo, dada a representatividade do crescimento de carga desta região no contexto nacional, esta área geo-elétrica será objeto de estudo deste trabalho.

1.1 Objetivos

Face ao exposto, o objetivo precípua do presente trabalho é avaliar o desempenho do sistema elétrico do estado de São Paulo do ponto de vista de estabilidade de tensão frente a incertezas na direção do crescimento das cargas, com o intuito de contribuir para uma análise mais assertiva da segurança do sistema no planejamento de longo prazo.

Ademais, busca-se identificar a influência da direção de crescimento de carga na obtenção da MET através do *software* ANAREDE que contempla a ferramenta Fluxo de Potência Continuado. Outro motivo para o uso do referido *software* está ligado ao fato dele ser o mais utilizado e consolidado no setor elétrico brasileiro, no qual são realizadas as modelagens mais fiéis e atualizadas do SIN pelos agentes.

1.2 Estrutura da Monografia

Ao longo do texto, serão apontados os principais conceitos inerentes à análise de estabilidade de tensão do ponto de vista estático que se relacionam com a carga, de modo a conduzir a uma modelagem probabilística do sistema para obtenção da MET, aplicada à avaliação da segurança operativa futura do sistema elétrico do estado de São Paulo.

No capítulo 2, são abordados os tipos de estabilidade e os conceitos teóricos envolvidos no problema de estabilidade de tensão, passando também pelos métodos de análise e pela avaliação da segurança de sistemas elétricos através da MET.

Em seguida, no capítulo 3, são apresentados tópicos relacionados à modelagem do sistema elétrico e aos métodos de execução do fluxo de carga continuado, identificando os modelos matemáticos utilizados.

No capítulo 4, discute-se a modelagem do SIN nos estudos de planejamento, as premissas a serem consideradas para a obtenção das curvas *PV* e os resultados obtidos através da análise do sistema de transmissão paulista considerando diferentes direções de crescimento de carga.

Por fim, no capítulo 5, são expostas as principais conclusões deste trabalho e elencados possíveis trabalhos futuros no sentido de aperfeiçoar as análises realizadas aqui.

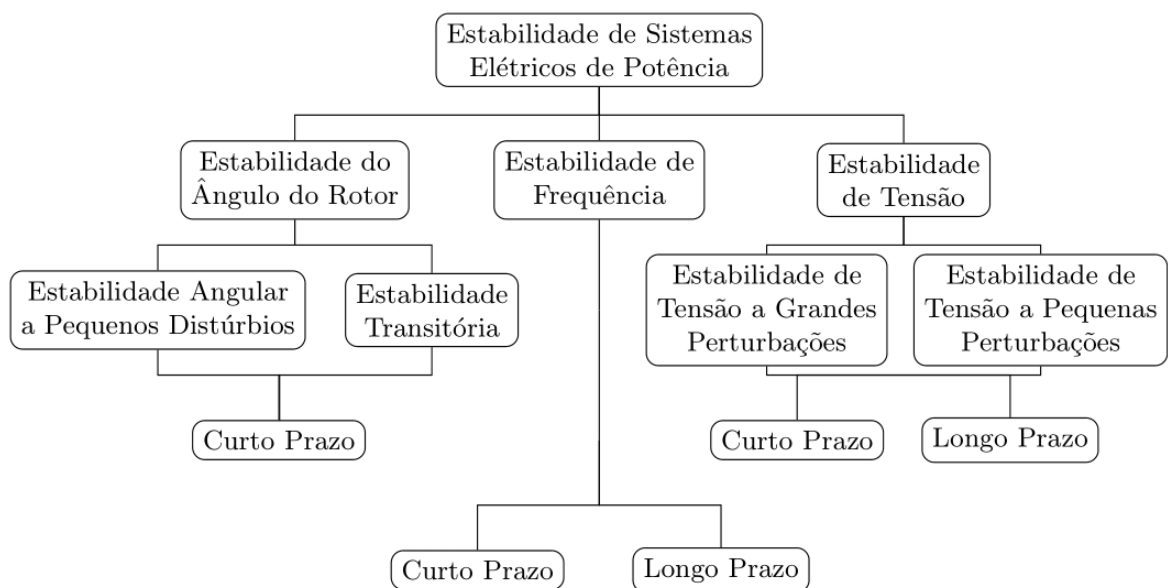
2 ESTABILIDADE DE TENSÃO

A operação de um sistema elétrico potência é responsável por garantir o fornecimento de energia elétrica dentro de padrões pré-estabelecidos de continuidade, qualidade e confiabilidade. Quando tais padrões não são atingidos o sistema pode entrar em colapso, ocasionando sérios problemas. Todo SEP é composto por sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, portanto, contém diversos equipamentos com diferentes funções, como geradores, transformadores, linhas de transmissão, cargas, relés e controladores. Assim, tais sistemas englobam diferentes dinâmicas que, além de serem ricas em descontinuidades, estão cada vez mais numerosas dado o aumento das interligações.

O conceito de estabilidade foi definido em (IEEE/CIGRÉ Joint Task Force, 2004) como a capacidade de um sistema elétrico de potência, para uma determinada condição inicial de operação, atingir um estado de equilíbrio operacional depois de sofrer uma perturbação física, com a maioria das variáveis do sistema limitadas de tal forma que praticamente todo o sistema permanece intacto.

Devido à complexidade dos SEPs, a fim de tornar viável o tratamento do problema de estabilidade, divide-se o mesmo em subproblemas menores, classificando-os segundo a variável de interesse, o intervalo de tempo de estudo e o tipo de perturbação a ser observada (IEEE/CIGRÉ Joint Task Force, 2004) como apresentado na Figura 1.

Figura 1: Classificação da estabilidade de sistemas elétricos de potência.



Fonte: Adaptado de (IEEE/CIGRÉ Joint Task Force, 2004).

Com isso, estuda-se o problema de estabilidade por meio da resolução paralela de diversos subproblemas de estabilidade de ângulo, tensão e frequência. Ao trata-los separadamente, são aproveitadas hipóteses simplificadoras sobre cada um para realizar o estudo e definir as ações de controle necessárias para garantir o fornecimento de energia elétrica pelo SEP. Esta subdivisão permite simplificar a modelagem do problema e a realização de um tratamento teórico-matemático com desacoplamento das equações.

A estabilidade de tensão está relacionada com capacidade de um sistema de potência de manter tensões aceitáveis em todas as barras sob condições normais de operação e após ser sujeito a uma perturbação, seja um acréscimo na demanda ou uma mudança na condição do sistema (KUNDUR, 1994). O mecanismo de instabilidade de tensão é decorrente do esforço da dinâmica das cargas para restaurar o consumo de potência além da capacidade dos sistemas de transmissão e geração (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998). Esta incapacidade do sistema de suprir principalmente a demanda de potência reativa leva ao afundamento progressivo e descontrolado das tensões (KUNDUR, 1994).

A instabilidade de tensão é um fenômeno local, entretanto, suas consequências podem ter um impacto generalizado (KUNDUR, 1994). O termo colapso de tensão se refere ao processo no qual uma sequência de eventos que acompanha a instabilidade de tensão conduz ao *blackout* ou a um perfil de tensão anormalmente baixo em uma parte significativa do sistema (IEEE/CIGRÉ Joint Task Force, 2004).

A instabilidade do ângulo do rotor das máquinas também pode conduzir à queda progressiva das tensões nas barras. À medida, por exemplo, que os ângulos do rotor entre dois grupos de máquinas se aproximam de 180° , caracterizando a perda de sincronismo entre eles, ocorre um rápido declínio das tensões nos pontos intermediários da rede próximos do centro elétrico (KUNDUR, 1994). Normalmente, os sistemas de proteção operam para separar os dois grupos de máquinas e as tensões recuperam seus níveis dependendo das condições pós-separação. No entanto, se a separação não for tão efetiva, as tensões próximas ao centro elétrico oscilam rapidamente entre valores altos e baixos como resultado de repetidos “escorregões nos pólos” entre os dois grupos de máquinas (IEEE/CIGRÉ Joint Task Force, 2004).

No Brasil, a separação dos subsistemas do SIN é antecedida ou acompanhada, a depender da rapidez e magnitude das oscilações dos ângulos das máquinas, de sistemas de proteção que realizam o desligamento automático e escalonado de blocos de carga utilizando relés de frequência. Esses sistemas especiais de proteção, conhecidos individualmente por Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), apesar de terem como objetivo principal o controle da frequência do sistema, também contribuem para a elevação dos níveis de tensão na situação descrita anteriormente. Todavia, o tipo de queda sustentada de tensão que está relacionada à instabilidade de tensão envolve cargas e pode ocorrer quando a estabilidade do ângulo do rotor não é um problema (KUNDUR, 1994).

Em redes de transmissão de tensões superiores a 230 kV, são verificadas que a sensibilidade entre os fluxos de potência ativa e os ângulos das tensões ($\partial P/\partial \theta$) e a entre os fluxos de potência reativa e as magnitudes das tensões ($\partial Q/\partial V$) são mais intensas do que as sensibilidades $\partial P/\partial V$ e $\partial Q/\partial \theta$ (MONTICELLI, 1983). Todavia, é necessário reconhecer que a distinção entre estabilidade do ângulo do rotor e estabilidade de tensão não se baseia neste acoplamento fraco, que permite desacoplar as variáveis e equações. Para condições estressadas, o acoplamento é forte e ambas formas de estabilidade são afetadas tanto pela potência ativa como pela potência reativa pré-perturbação. Na verdade, a distinção se fundamenta no conjunto específico de forças opostas que experimentam o desequilíbrio sustentado e na principal variável do sistema na qual a consquente instabilidade é aparente (IEEE/CIGRÉ Joint Task Force, 2004).

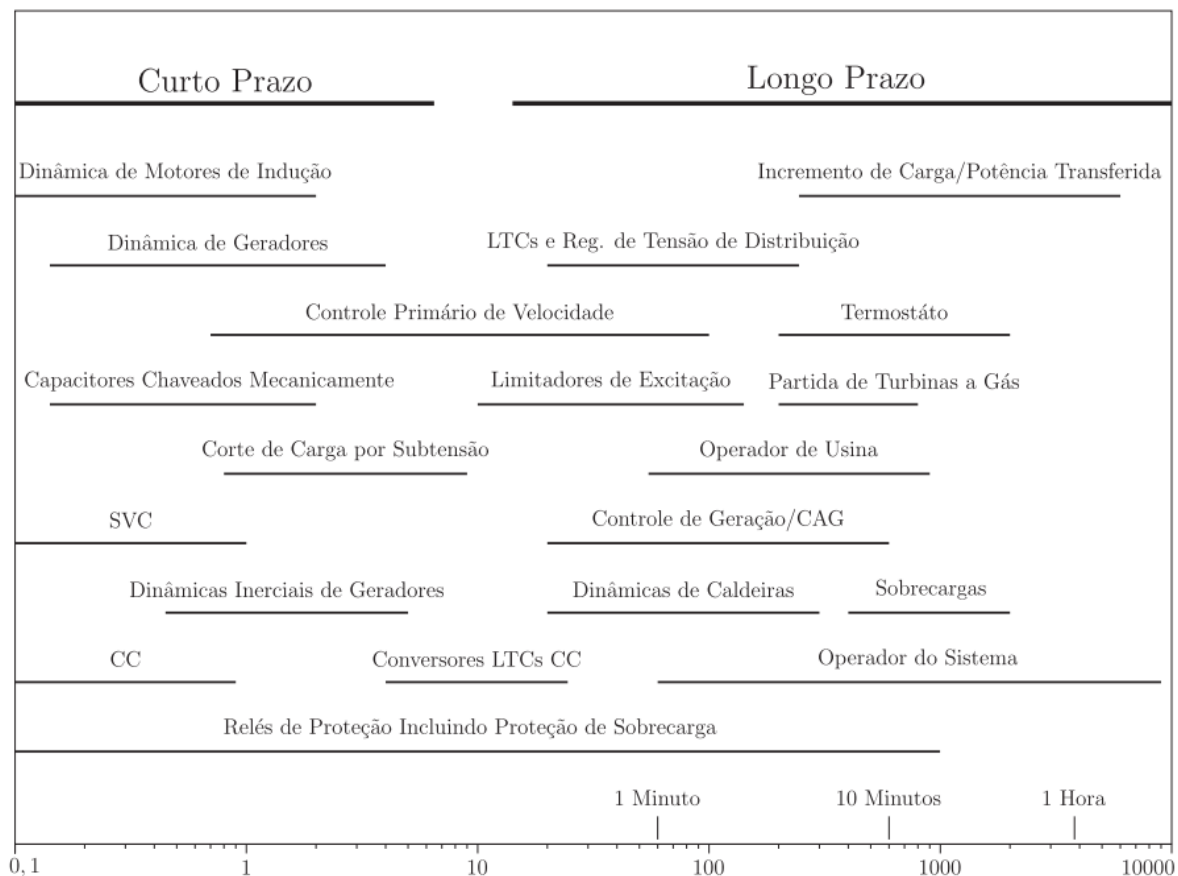
Por conta de sua natureza complexa, a estabilidade de tensão é classificada nas seguintes subcategorias, conforme a Figura 1, com a finalidade de facilitar as análises.

- **Estabilidade de tensão a grandes perturbações:** refere-se à capacidade do sistema de manter as tensões constantes após severos distúrbios, tais como: curto-circuitos em elementos da rede, contingências de circuitos ou perdas de grandes blocos de geração. Essa capacidade está vinculada às características do sistema e das cargas e às interações dos controles e proteções contínuos e discretos. Para capturar o desempenho e as dinâmicas não lineares de dispositivos que compõem sistema, o período de interesse do estudo pode se estender de alguns segundos a dezenas de minutos (KUNDUR, 1994).
- **Estabilidade de tensão a pequenas perturbações:** diz respeito à habilidade do sistema em controlar as tensões após submetido a pequenas irregularidades, como alterações incrementais na carga e mudanças pouco significativas no sistema. Essa forma de estabilidade é influenciada pelas características de cargas e dos controles contínuos e discretos em um determinado instante de tempo. Portanto, uma combinação de análises lineares e não lineares é usada de maneira complementar, assim, o período de interesse pode variar também de alguns segundos a dezenas de minutos (IEEE/CIGRÉ Joint Task Force, 2004).
- **Estabilidade de tensão de curto prazo:** abrange a dinâmica de componentes de de ação rápida, tais quais: motores de indução, cargas controladas eletronicamente e conversores de corrente contínua, ou do inglês *High Voltage Direct Current* (HVDC). Neste caso, a modelagem dinâmica das cargas geralmente é essencial e a análise requer a solução de adequadas equações diferenciais do sistema. O período de interesse do estudo é da ordem de segundos (IEEE/CIGRÉ Joint Task Force, 2004).
- **Estabilidade de tensão de longo prazo:** engloba as peculiaridades dos equipamentos de ação mais lenta, como: transformadores de comutação, cargas controladas

termostaticamente e limitadores de corrente dos geradores. A instabilidade se deve à perda de equilíbrio a longo prazo, ao ponto de operação em estado estacionário pós-perturbação ser instável em pequenas perturbações ou a uma falta de atração pelo equilíbrio estável pós-distúrbio (por exemplo, quando uma ação corretiva é aplicada tarde demais) (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998; TAYLOR, 1994). O período de interesse do estudo pode se estender por alguns ou muitos minutos.

Conforme exposto, a depender da severidade da perturbação e da escala de tempo analisados é necessário levar em conta a dinâmica de diferentes componentes e controles presentes no SEP. A Figura 2 dispõe as respectivas faixas de tempo de atuação dos diversos mecanismos que exercem influência no comportamento das tensões nas barras e, portanto, na estabilidade de tensão do sistema.

Figura 2: Tempos de resposta típicos dos equipamentos e ações de controle relacionados à estabilidade de tensão do sistema de potência.



Fonte: Adaptado de (TAYLOR, 1994).

Com o propósito de adotar determinada abordagem para um problema de estabilidade de tensão, levando em consideração certas dinâmicas do sistema, deve-se optar pelo uso da metodologia de análise que mais se adequa à tais premissas.

2.1 Métodos de Análise

Os métodos de análise da estabilidade de tensão de sistemas elétricos de potência podem ser categorizados como análises dinâmicas, análises quase-dinâmicas e análises estáticas. A principal diferença entre eles reside na maneira com que são tratadas as dinâmicas dos componentes contidos no SEP, conforme dicorrido abaixo.

- **Análise dinâmica:** faz uso de simulações no domínio do tempo para resolução das equações não lineares inerentes ao sistema. É a forma mais precisa de se obter uma demonstração cronológica do comportamento dinâmico do sistema após a ocorrência de um distúrbio, evidenciando os eventos responsáveis pela instabilidade de tensão. Este tipo de análise é bastante útil na coordenação da proteção e do controle de dispositivos e também para investigar os transitórios e as particularidades de eventos. Contudo, por manipular as não linearidades do sistema, este método requer grande esforço computacional, dificultando o seu uso para análises de sistemas de grande porte, de um extenso conjunto de cenários, como as diversas contingências da rede, e análises em tempo real (MANSOUR, 2013).
- **Análise quase-dinâmica:** realiza uma simplificação da análise dinâmica a fim de se obter ganho computacional. Este método parte do fato de que os mesmos resultados podem ser obtidos através da decomposição do sistema em dinâmicas lentas e rápidas, uma vez que seus componentes possuem diferentes constantes de tempo. Como a instabilidade de tensão se origina com mais frequência da dinâmica de médio prazo, é usual considerar os mecanismos rápidos do sistema, isto é, aqueles que possuem menores constantes de tempo, como estáveis e aproximá-los de seus pontos de equilíbrio (VAN CUTSEM; VOURNAS, 1996). Logo, podem ser utilizadas equações algébricas de modo a obter “instantâneos” do sistema em função do tempo de elementos discretos, de respostas mais lentas, resultando em um modelo quase-dinâmico (ou quase-estático) do SEP (LOPES, 2004). Por meio deste tipo de análise, para tempos superiores aos dos transitórios rápidos, obtém-se resultados satisfatórios em relação ao modelo dinâmico do sistema (MANSOUR, 2013).
- **Análise estática:** considera, em geral, que as dinâmicas do sistema com influência na estabilidade de tensão variam lentamente. Com isso, para cada ponto de equilíbrio, as derivadas no tempo são zeradas e o conjunto de equações diferenciais da análise dinâmica se reduz a equações puramente algébricas, permitindo o uso de técnicas de análise estática (regime permanente) (KUNDUR, 1994). A análise estática baseia-se usualmente na obtenção da margem de potência ativa e/ou reativa mediante o processamento de sucessivos de fluxo de carga ou o cálculo direto do ponto de colapso de tensão (VAN CUTSEM, 2000). Devido ao baixo esforço computacional demandado, pode ser usada para estimar margens de segurança, identificar fatores

que influenciam a estabilidade, rastrear uma ampla gama de condições do sistema e um grande número de cenários (IEEE/CIGRÉ Joint Task Force, 2004).

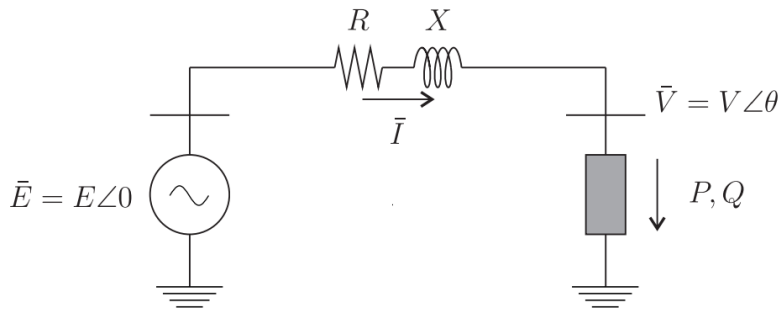
Graças à sua maior simplicidade numérica e por permitir obter informações importantes sobre a segurança do sistema, os métodos estáticos são amplamente utilizados. Cabe lembrar, neste momento, que o presente trabalho tem o intuito de avaliar do ponto de vista de estabilidade de tensão uma grande área do SIN e ainda para diversas configurações das cargas, sendo a análise estática a metodologia que mais se adequa a este fim. Além disso, em (CIGRÉ WG 38.01 TF03, 1987), foi proposta a utilização da análise estática para estudos no âmbito do planejamento do sistema.

Alguns conceitos básicos relacionados à análise da estabilidade de tensão do ponto de vista estático serão apresentadas a seguir.

2.2 Fundamentação Teórica

Conforme dito anteriormente, a instabilidade de tensão decorre da tentativa das cargas de restaurar o consumo de potência acima da capacidade conjunta dos sistemas de transmissão e geração. Isso implica na existência uma capacidade máxima de transferência de potência no sistemas e que a potência transferida afeta os níveis de tensão nas barras. A fim de ilustrar ambas noções de forma simples, será considerado o sistema radial trivial composto de uma carga única conectada a uma barra infinita, como mostrado na Figura 3.

Figura 3: Sistema simples de duas barras.



Fonte: Adaptado de (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998).

O barramento infinito, por apresentar capacidade de geração de potência ilimitada com inércia infinita, mantém tanto a tensão como a velocidade angular (e, portanto, a frequência) constantes, podendo ser representado como uma fonte de tensão constante E . A linha de transmissão, por sua vez, é representada pelo par resistência R e reatância X série obtido de sua modelagem π desprezando as capacitâncias em derivação. Assim, a impedância da linha Z pode ser escrita através da equação (2.1).

$$Z = R + jX \quad (2.1)$$

Os elementos E e Z também podem ser interpretados como o equivalente de Thévenin da rede visto de certa barra do sistema (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998). No entanto, ressalta-se que, pelo fato de os geradores não serem puramente fontes de tensão, este equivalente se altera a medida que se varia a potência demandada, fator que não será considerado aqui.

2.2.1 Máxima Transferência de Potência

No esquema unilifilar da Figura 3, a carga é expressa em função de suas potências ativa P e reativa Q consumidas, que é a representação típica de estudos de fluxo de potência. O fator de potência da carga f_P pode, então, ser determinado pela equação (2.2).

$$f_P = \cos\phi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2.2)$$

Com o intuito de verificar a máxima potência que pode ser entregue à carga, será considerada a variação de sua impedância Z_l , a qual pode ser escrita em função de ϕ e da resistência da carga R_l através da equação (2.3).

$$Z_l = R_l + jR_l \tan\phi \quad (2.3)$$

Aplicando a lei de Ohm, tem-se que a corrente \bar{I} é expressa pela equação (2.4) e, então, a potência ativa P consumida pela carga admite a formulação dada por (2.5).

$$\bar{I} = \frac{\bar{E}}{(R + R_l) + j(X + R_l \tan\phi)} \quad (2.4)$$

$$P = R_l I^2 = \frac{R_l E^2}{(R + R_l)^2 + (X + R_l \tan\phi)^2} \quad (2.5)$$

Para maximizar P em função da resistência R_l , deve-se satisfazer a relação:

$$\frac{\partial P}{\partial R_l} = 0 \quad (2.6)$$

O cálculo da derivada resulta em:

$$R^2 + X^2 - R_l^2(1 + \tan^2\phi) = 0 \quad \therefore \quad |Z_l| = |Z| \quad (2.7)$$

Demonstra-se que a solução acima realmente se trata de um máximo mediante a confirmação de que a segunda derivada, expressa pela equação (2.8), é sempre negativa devido à restrição $R_l \geq 0$.

$$\frac{\partial^2 P}{\partial R_l^2} = -2R_l(1 + \tan^2\phi) \quad (2.8)$$

Portanto, para um fator de potência constante, a potência consumida pela carga é maximizada quando a amplitude da sua impedância se iguala à amplitude da impedância de transmissão do sistema (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998).

Nesta condição, indicada pelo subscrito P_{max} , a resistência e a reatância da carga são tais que:

$$R_{l_{P_{max}}} = |Z| \cos \phi \quad (2.9a)$$

$$X_{l_{P_{max}}} = |Z| \sin \phi = R_{l_{P_{max}}} \tan \phi \quad (2.9b)$$

Nos SEPs, em geral, a resistência da rede de transmissão é muito menor do que a sua reatância ($R \ll X$), cuja característica é predominantemente indutiva. Supondo então um sistema sem perdas, ou seja, fazendo a resistência da rede tender a zero ($R \rightarrow 0$), no cenário de máxima transferência de potência sob fator de potência constante, chega-se às seguintes relações:

$$R_{l_{P_{max}}} = X \cos \phi \quad (2.10)$$

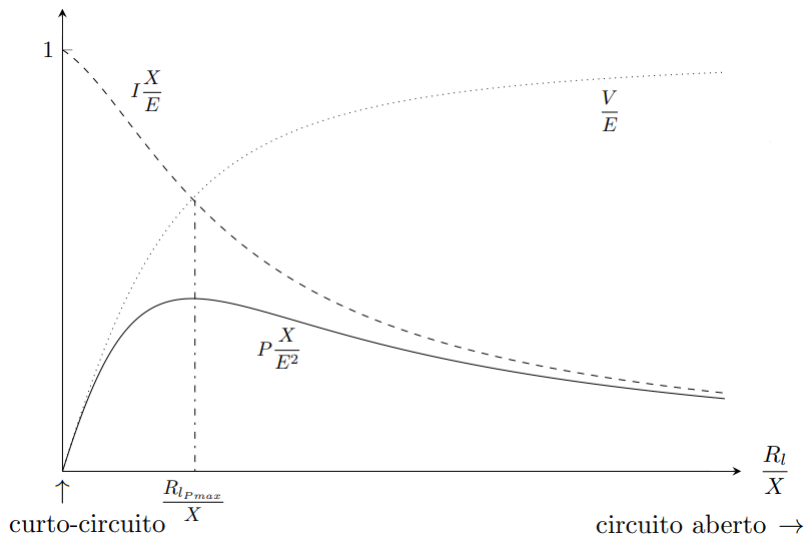
$$P_{max} = \frac{\cos \phi}{1 + \sin \phi} \frac{E}{2X} \quad (2.11)$$

$$Q_{max} = \frac{\sin \phi}{1 + \sin \phi} \frac{E}{2X} \quad (2.12)$$

$$V_{P_{max}} = \frac{E}{\sqrt{2} \sqrt{1 + \sin \phi}} \quad (2.13)$$

A Figura 4 exibe o desempenho das amplitudes da tensão e da corrente na carga, assim como o da potência consumida por ela, em função da sua resistência, mantendo fator de potência constante e desprezando a resistência do sistema de transmissão.

Figura 4: Potência, tensão e corrente em função da resistência da carga para fator de potência constante ($\tan \phi = 0,2$) e sistema de transmissão sem perdas ($R = 0$).

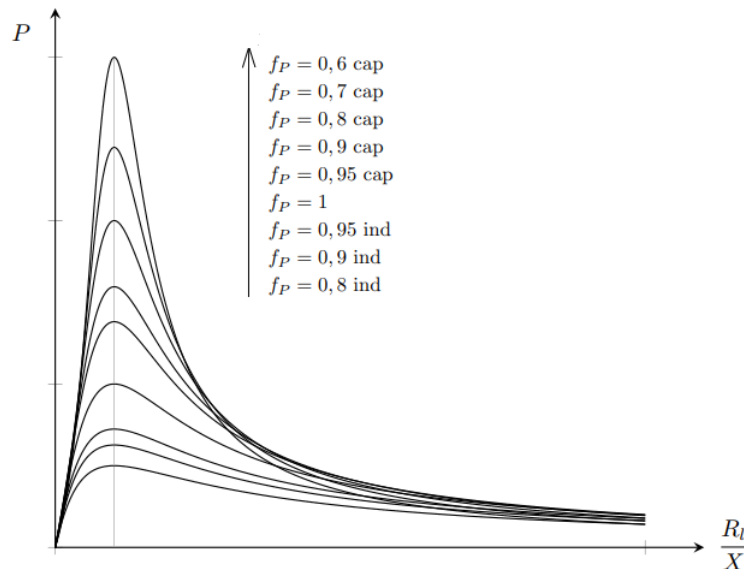


Fonte: Adaptado de (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998).

Visualizando os gráficos da direita para a esquerda, à medida que R_l diminui, saindo da condição de um circuito aberto ($R \rightarrow \infty$) para de um curto-circuito ($R = 0$), a tensão cai enquanto a corrente se intensifica (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998). Como pode ser visto pelas inclinações das curvas, enquanto R_l permanece maior do que $R_{l_{P_{max}}}$ a taxa de crescimento da corrente é maior do que a de decaimento da tensão, de tal modo que a potência aumenta. Após atingido o ponto de máxima transferência de potência, a magnitude da tensão passa a reduzir bem mais rapidamente, de sorte que sua queda se torna mais acentuada que o incremento da corrente, provocando o declínio permanente da potência. Um incremento de carga no sistema é exatamente esse processo de redução da impedância da carga, aumentando os níveis de corrente e, consquentemente, o carregamento da rede. A queda sustentada do nível de tensão, por sua vez, identifica o colapso da tensão.

Da análise da equação (2.11), conclui-se que a capacidade de máxima transferência de potência independe do comportamento da carga com a tensão, mas vincula-se ao seu fator de potência e demais parâmetros do sistema (E e X). Nota-se também, que ao passo que o fator de potência da carga evolui de indutivo ($\text{sen}\phi > 0$) para capacitivo ($\text{sen}\phi < 0$), maior é a máxima transferência de potência permitida, como mostrado na Figura 5. Logo, para $\text{sen}\phi \rightarrow (-1)^+$, sucede que $P \rightarrow \infty$, isto é, para uma carga perfeitamente capacitiva a potência máxima tenderia ao infinito, o que, no entanto, não representa a realidade.

Figura 5: Máxima transferência de potência em função do fator de potência da carga para sistema de transmissão sem perdas ($R = 0$).



Fonte: Adaptado de (CORTEZ, 2001).

Essa relação também pode ser deduzida tomando inicialmente o fator de potência variável. Assim como feito para R_l , pode-se maximizar em relação a ϕ o valor da potência dado pela equação (2.5), segundo a equação (2.14), cuja solução resulta na equação (2.15).

$$\frac{\partial P}{\partial \phi} = 0 \quad (2.14)$$

$$2E^2 R_l^2 \sec^2 \phi (X + R_l \tan \phi) = 0 \quad (2.15)$$

Dado que $R_l \geq 0$ e considerando $\cos \phi \neq 0$, resta que:

$$R_l \tan \phi = -X \quad (2.16)$$

A cerca da consideração feita, realmente, para $\cos \phi = 0$, $\sin \phi = \pm 1$, permitindo se esbarrar na questão mencionada na qual P tende a infinito. A combinação das soluções expressas nas equações (2.7) e (2.16) implica que a maior solução possível para a máxima transferência de potência seria para $Z_l = Z^*$ (onde o asterisco representa o complexo conjugado), ou seja, para um cenário em que o sistema é completamente compensado. Ainda assim, para $R = 0$, conclui-se que $Z = jX = -jX_l = Z_l$ e $R_l = 0$, o que fere com a restrição inicial, pois representa uma carga com fator de potência igual à zero ($\cos \phi = 0$). Portanto, para um sistema sem perdas, a equação (2.16) não se faz verdadeira.

O que tais relações demonstram, na verdade, é que uma carga extremamente capacitiva pode conduzir o sistema à instabilidade associada à sobretensão. Tomando $\sin \phi \rightarrow -1$, além das potências ativa e reativa, observa-se, pela equação (2.13), que a tensão na carga também vai para o infinito.

O sistema da Figura 3 pode ainda ser descrito em função das equações de fluxo de carga, também conhecido por fluxo de potência. Com a magnitude e o ângulo da tensão na carga denotados respectivamente por V e θ , para um sistema sem perdas, obtém-se que:

$$\bar{V} = \bar{E} - jX\bar{I} \quad \longrightarrow \quad \bar{I} = \frac{\bar{E} - \bar{V}}{jX} \quad (2.17)$$

$$S = P + jQ = \bar{V}\bar{I}^* = \frac{\bar{V}\bar{E}^* - \bar{V}\bar{V}^*}{-jX} = \frac{j}{X}(EV\cos\theta + jEV\sin\theta - V^2) \quad (2.18)$$

$$P = -\frac{EV}{X}\sin\theta \quad (2.18a)$$

$$Q = -\frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X}\cos\theta \quad (2.18b)$$

O problema de fluxo de carga é resolvido através da descoberta dos valores de V e θ que satisfazem as equações (2.18a) e (2.18b) conhecidas as potências P e Q . Desta forma, com a finalidade de se obter a máxima transferência de potência, faz-se necessário identificar para quais valores do par (P, Q) existe solução.

Eliminando o ângulo, por meio da relação trigonométrica fundamental $\sin^2\theta + \cos^2\theta = 1$, chega-se à equação (2.19) de segundo grau em relação à V^2 .

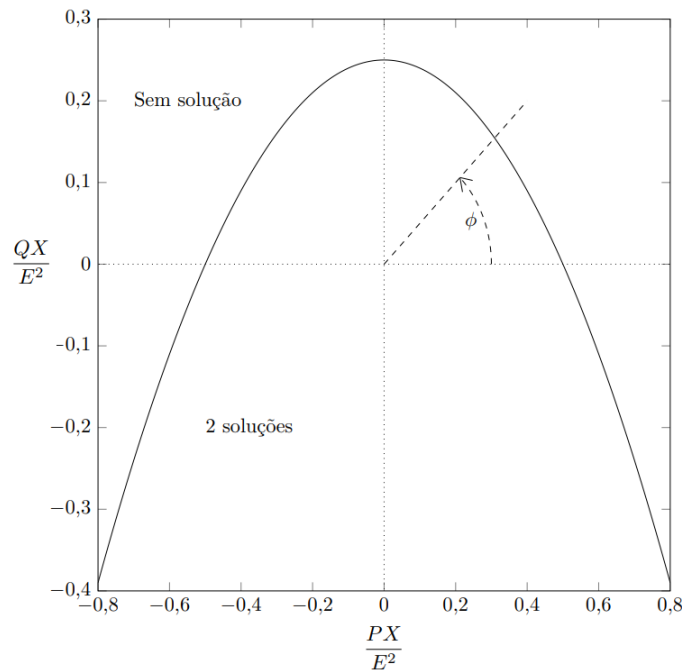
$$(V^2)^2 + (2XQ - E^2)V^2 + X^2(P^2 + Q^2) = 0 \quad (2.19)$$

O discriminante da equação (2.19) obtido pelo método de Bhaskara é:

$$\Delta = (2XQ - E^2)^2 - 4X^2(P^2 + Q^2) = 4X^2 \left[-P^2 - \frac{E^2}{X}Q + \left(\frac{E^2}{2X} \right)^2 \right] \quad (2.20)$$

Com isso, pode-se desenhar no plano PQ o domínio da função (2.19), ilustrado na Figura 6. Fazendo $\Delta = 0$, o problema admite uma única solução e obtém-se os pontos da parábola. Considerando $\Delta < 0$, referente aos pontos da região superior à parábola, não existe solução real para V^2 . Por último, tomando $\Delta > 0$, tem-se a região interna à parábola, que representa os valores de P e Q para os quais é possível se obter duas soluções para o fluxo de carga.

Figura 6: Domínio da existência de solução para o fluxo de carga.



Fonte: Adaptado de (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998).

A parábola é o lugar geométrico dos pontos de máxima transferência de potência para consumo (P positivo), bem como para geração (P negativo). A direção de crescimento de P e Q com relação à origem é definida pelo ângulo ϕ associado ao fator de potência ($\cos\phi$). Devido à simetria da parábola, para um mesmo fator de potência, o limite de potência que pode ser injetada é igual ao que pode ser absorvida, no entanto, essa relação deixa de ser válida se levar em conta as perdas da rede (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998).

Algo importante à ser observado é que a potência ativa pode assumir qualquer valor, enquanto a potência reativa apresenta um limite superior, nunca excedendo $E^2/4X$. Essa diferença, oriunda da natureza indutiva do sistema, mostra a dificuldade na transmissão de grandes quantidades de potência reativa (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998).

2.2.2 Relação entre Potência Ativa e Tensão (Curva PV)

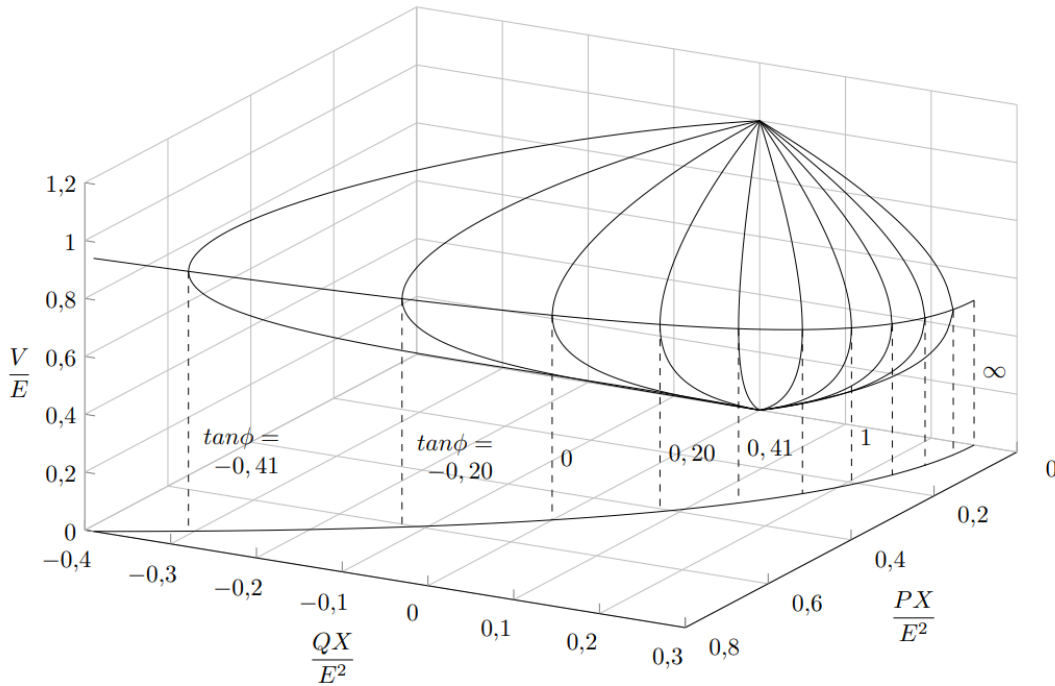
A estabilidade de tensão depende da relação entre P , Q e V (KUNDUR, 1994). Em particular, a relação entre P e V permite comparar a resposta do sistema para o crescimento da demanda de potência ativa com a característica da carga em função da tensão, a qual interpreta papel principal no mecanismo de instabilidade de tensão.

Prosseguindo com a resolução do fluxo de potência para o sistema trivial exposto na Figura 3, supõe-se que o Δ obtido da equação (2.20) é positivo, de modo que as duas soluções obtidas para a amplitude da tensão na carga V são:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - XQ} \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2P^2 - XE^2Q} \quad (2.21)$$

A equação (2.21) permite construir, no espaço (P, Q, V) , a superfície da Figura 7.

Figura 7: Tensão em função das potências ativa e reativa da carga.

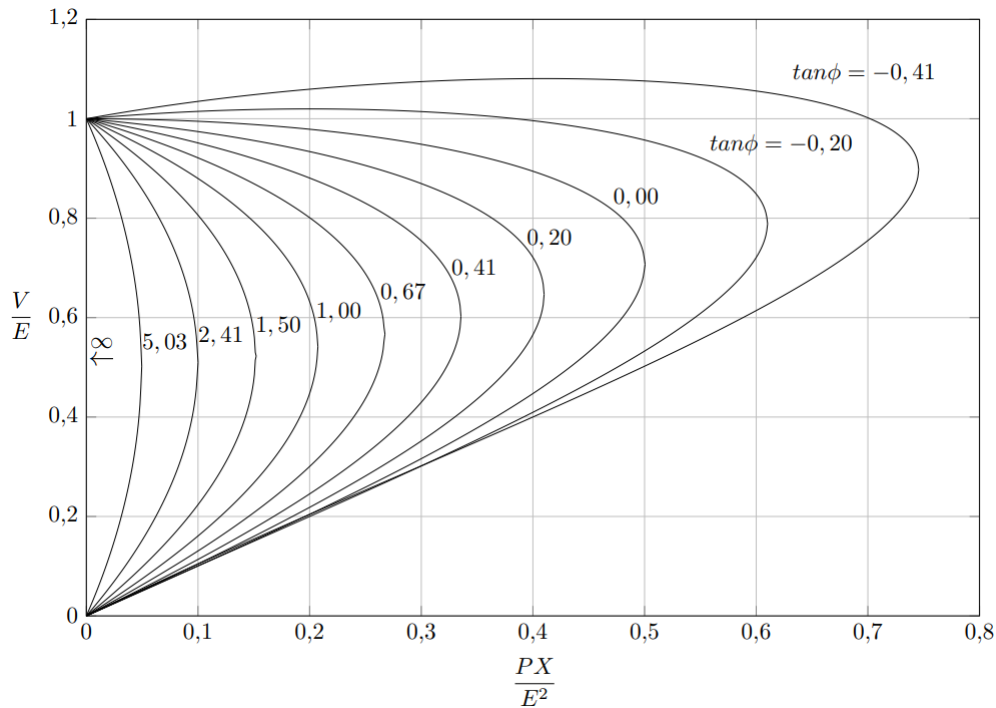


Fonte: Adaptado de (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998).

Na Figura 7, a curva “equatorial” definida pelas extremidades da superfície é dada pelas equações (2.11), (2.12) e (2.13) excursionando o fator de potência. Como era de se esperar, a projeção desta curva no plano (P, Q) fornece a parábola da Figura 6. A solução de (2.21) adotando o sinal positivo, forma a região da superfície superior à curva, já para o sinal negativo, tem-se a região inferior. Tais soluções são conhecidas por solução de alta tensão e de baixa tensão, respectivamente (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998).

Os “meridianos” obtidos variando P e Q com fator de potência constante, quando projetados no plano (P, V) , geram as curvas PV apresentadas na Figura 8 (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998). Neste caso, matematicamente, tais curvas são o resultado da substituição de Q por $P \tan \phi$ na equação (2.21).

Figura 8: Curvas PV para diferentes fatores de potência da carga.



Fonte: Adaptado de (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998).

Dentre as possíveis seções e suas projeções da superfície da Figura 7, as curvas PV são as mais comuns (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998). Elas são muito úteis porque revelam o comportamento da tensão com a variação da potência ativa demandada e o chamado “nariz” ou “joelho” da curva permite identificar facilmente o ponto de máxima transferência de potência do sistema, também conhecido por Ponto de Máximo Carregamento (PMC).

Através da Figura 8, pode ser observado que o PMC se desloca para maiores potências à maiores tensões de acordo com que o fator de potência admite valores mais capacitivos, isto é, $\tan \phi$ diminui. Uma carga sobrecompensada pode ser preocupante, visto que possibilita ao sistema o alcance do máximo carregamento em tensões próximas à nominal, consideradas tensões normais de operação. Os SEPs normalmente são operados nos pontos do segmento superior das curvas PV , correspondentes às soluções de alta tensão. Já a operação permanente na parte inferior, soluções de baixa tensão, revela condições operativas muitas vezes inaceitáveis, seja pela tensão muito abaixo da nominal, inadmissível para muitos equipamentos que compõem a rede, seja pela possível instabilidade associada (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998).

2.2.3 Cenários de Instabilidade de Tensão

Conforme revela as equações (2.11) e (2.12), a capacidade de máxima transferência de potência do sistema, independe do comportamento da carga com a tensão, expressa, neste caso, pela variável R_l . Contudo, essa característica tem importante influência na instabilidade de tensão, uma vez que define os possíveis pontos de operação do sistema.

A potência consumida pela carga pode variar com a frequência e com a tensão sob as quais é submetida (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998). Os modelos mais utilizados para representar a carga do ponto de vista estático consideram apenas a sua variação com a tensão. Dentre eles, há o modelo exponencial que é descrito pelas equações (2.22a) e (2.22b), considerando uma dada demanda λ .

$$P(V, \lambda) = \lambda P_0 \left(\frac{V(\lambda)}{V_0} \right)^\alpha \quad (2.22a)$$

$$Q(V, \lambda) = \lambda Q_0 \left(\frac{V(\lambda)}{V_0} \right)^\beta \quad (2.22b)$$

O conjunto destas duas equações é chamado de característica da carga e define, para uma certa demanda λ , uma curva no espaço (P, Q, V) . A interseção desta curva com a superfície da Figura 7, define, por sua vez, os possíveis pontos de operação do sistema, ou seja, os pontos para os quais o fluxo de carga pode convergir. Para que se possa analisar a relação entre tal curva com um dos “meridianos” ilustrados e, por conseguinte, com as curvas PV da Figura 8, é necessário que a característica da carga possibilite manter seu fator de potência constante. O fator de potência depende da taxa com que P e Q variam o que, para o modelo exponencial, se traduz na combinação dos parâmetros α e β . Se a taxa de variação for igual, o fator de potência permanece constante.

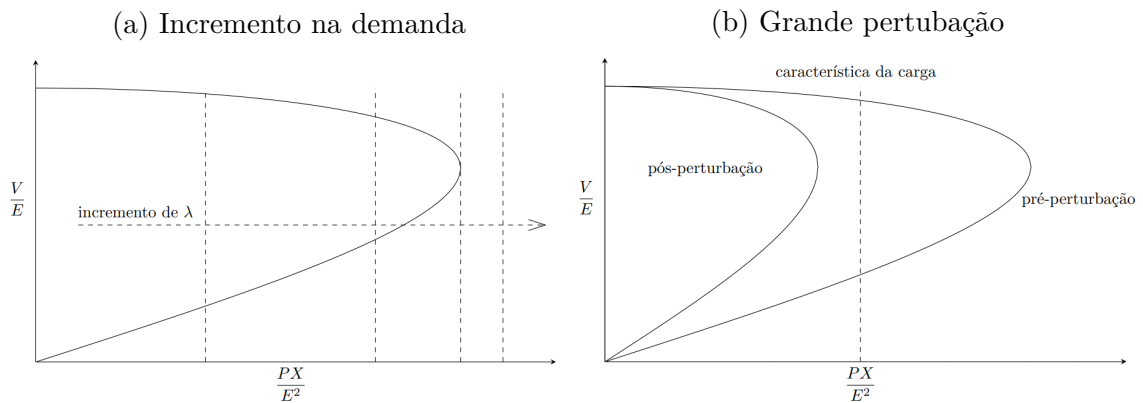
A modelagem da carga utilizada inicialmente na forma da equação (2.3) é conhecida por modelo impedância constante e pode ser obtido do modelo exponencial fazendo $\alpha = \beta = 2$. Para a solução do fluxo de carga, a variação da carga com a tensão não foi considerada, adotou-se então o modelo potência constante, que nada mais é do que tomar $\alpha = \beta = 0$. Outra maneira muito comum de representar a carga é através do chamado modelo corrente constante, adotando $\alpha = \beta = 1$. Todos esses modelos mantêm o fator de potência da carga inalterado, em virtude de que $\alpha = \beta$. Em seus nomes, o parâmetro dito constante é o que independe da tensão, mas que, de certa forma, varia com a demanda.

A curva que representa a característica da carga para uma dada demanda λ pode ser projetada no plano (P, V) , de tal forma que seus pontos de cruzamento com a curva PV do sistema são os pontos de operação factíveis. Para que o sistema opere de maneira estável é necessário, evidentemente, a existência de um ponto de operação. Logo, condições que levam à extinção de pontos equilíbrio entre as curvas dão origem à cenários de instabilidade de tensão (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998).

Existem, então, duas formas de provocar esses cenários de instabilidade: modificando ou a curva da característica da carga, ou a curva PV da rede. A primeira se viabiliza simplesmente com a mudança da demanda λ , enquanto a segunda decorre de grandes perturbações no sistema, como contingências que alteram sua topologia e/ou acarretam a perda de elementos essenciais para o controle de tensão.

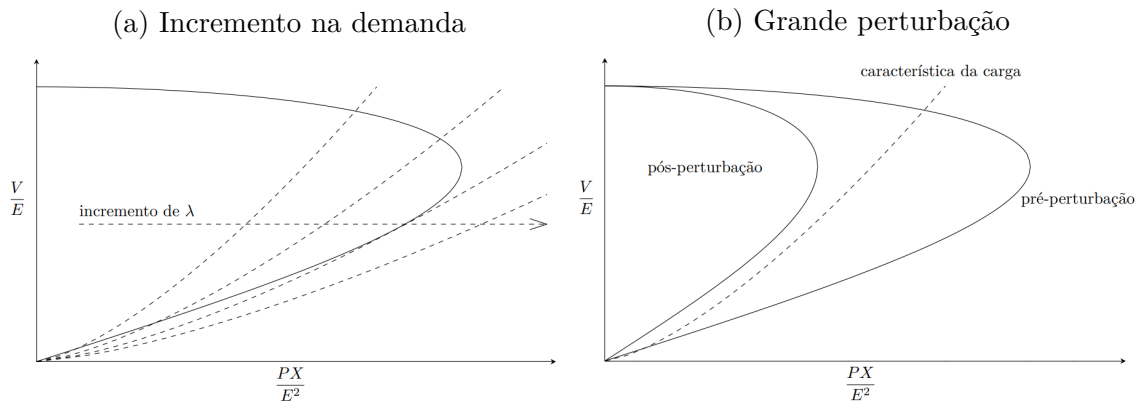
A Figura 9 fornece uma visualização desses dois mecanismos de instabilidade para uma carga do tipo potência constante. A característica dessa carga no plano (P, V) é uma reta paralela ao eixo da tensão, em virtude de P não depender de V . No cenário da Figura 9a, o incremento da demanda λ faz com que a característica da carga se mova para maiores potências e deixe de interceptar a curva PV quando ultrapassa o PMC. Neste caso, o ponto em que a característica da carga tangencia a curva PV coincide com o limite de transferência de potência, o qual passa a ser também o limite de estabilidade.

Figura 9: Mecanismos de instabilidade para carga exponencial com $\alpha = \beta = 0$.



Fonte: Adaptado de (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998).

Figura 10: Mecanismos de instabilidade para carga exponencial com $\alpha = \beta = 0,7$.



Fonte: Adaptado de (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998).

Contudo, pode ser observado na Figura 10a que o mesmo não ocorre para uma carga exponencial com $\alpha \neq 0$. Neste outro caso, a característica da carga é uma curva polinomial no plano (P, V) e a medida que a demanda λ aumenta essa curva faz com que a potência cresça mais rapidamente com a variação da tensão, o que gera a impressão de que a curva vai deitando no eixo da potência mantendo sua conexão com a origem do plano. Deste modo, o ponto no qual a curva da carga tangencia a curva PV da rede pertence à parte inferior desta última, de sorte que o PMC pode ser extrapolado e não coincide com o limite de estabilidade. Há, ainda, características da carga que permitem a existência de pontos de operação para qualquer demanda λ , os quais deixam de ser realizáveis por outros motivos, tais como níveis de tensão inaceitáveis (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998).

O segundo cenário de instabilidade de tensão, proveniente de uma grade perturbada no sistema, ocorre quando a alteração do equivalente de Thévenin da rede resultante do distúrbio promove um significativo aumento de X e/ou redução de E . Assim, a curva PV pós-perturbação encolhe deixando de interceptar a característica da carga que se mantém constante, já que a demanda λ não se altera. A instabilidade de tensão é resultado da perda de equilíbrio do sistema pós-perturbação (VAN CUTSEM; COSTAS, 1998). As Figuras 9b e 10b ilustram esse cenário para duas diferentes características da carga.

Em conformidade com o que foi relatado sobre os métodos de análise, para uma compreensão mais profunda dos mecanismos de instabilidade faz-se necessário adotar uma análise dinâmica dos componentes do sistema, a qual possibilita também identificar outros fatores que dão origem à instabilidade de tensão. Os cenários aqui apresentados valem-se de uma análise estática, que, apesar de simplista, é suficiente para identificar uma interrupção na operação do sistema.

2.3 Margem de Estabilidade de Tensão

A característica entre P e V de sistemas radiais, como as ilustradas na Figura 8, representa a propriedade básica de redes com elementos predominantemente indutivos e é muito similar à característica de sistemas malhados mais complexos (KUNDUR, 1994). Por outro lado, em sistemas de grande porte, a característica das cargas dificilmente é bem conhecida, visto que é resultado do equivalente de distintos e inúmeros equipamentos conectados à rede.

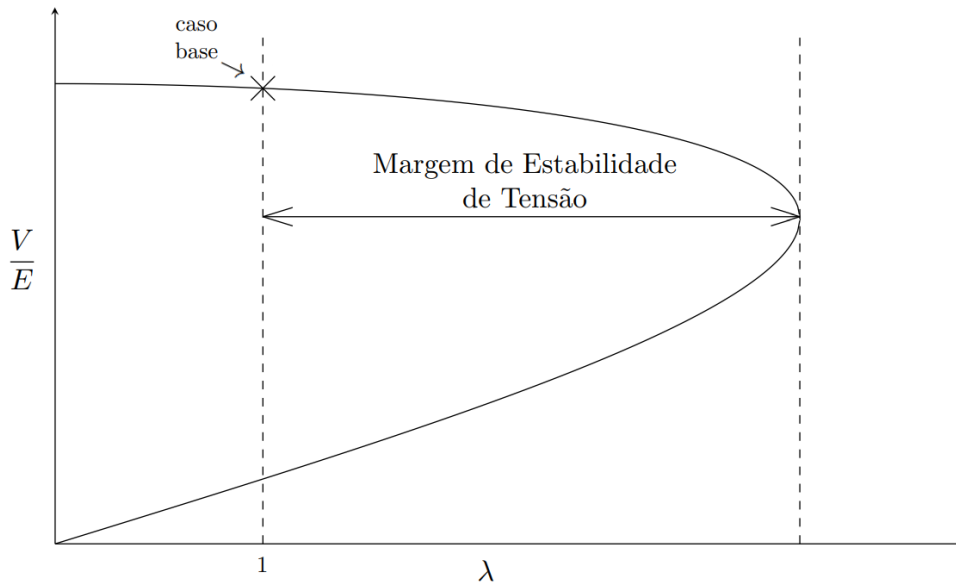
Usualmente, nos estudos de fluxo de carga, adota-se o modelo potência constante. Ao comparar as Figuras 9 e 10, verifica-se que este modelo é mais restritivo operativamente e possibilita a correspondência entre transferência de potência e estabilidade de tensão, sendo amplamente utilizado para a análise desta do ponto de vista estático.

A operação nas proximidades da ponta do “nariz” da curva PV , no geral, é indesejável, já que, além da proximidade com a instabilidade, nesta região, a tensão cai

mais rapidamente com o aumento na demanda. Durante o dia, é comum que a demanda sofra variações e o ideal é que isto não cause grandes oscilações nos níveis de tensão das barras. Além disso, segundo a Figura 2, a atuação de alguns mecanismos de controle de tensão é lenta e, até que sua ação se efetive, o sistema pode se tornar instável, de modo que uma condição operativa satisfatória é assegurada conferido uma margem de potência suficiente da máxima capaz de ser transmitida pelo sistema (KUNDUR, 1994).

Esta margem de segurança do sistema quanto à estabilidade de tensão é definida, conforme apresentado na Figura 11, como a distância do ponto de operação atual (caso base) ao PMC e é denominada por Margem de Segurança de Tensão (MST) ou Margem de Estabilidade de Tensão (MET). A MET é medida em termos de potência e pode ser expressa em MW, Mvar, MVA ou, ainda, em porcentagem relativa à potência do ponto de operação de referência.

Figura 11: Margem de Estabilidade de Tensão avaliada a partir da curva PV .



Fonte: Elaborado pela autora.

Há diferentes métodos de se obter MET, diretos e indiretos. Os métodos diretos, como o próprio nome sugere, calculam diretamente o ponto de bifurcação sela-nó que caracteriza o ponto de máxima transferência de potência do sistema, alguns exemplos podem ser encontrados em (SEYDEL, 2009; CAÑIZARES et al., 1992; CAÑIZARES; ALVARADO, 1993). Já os métodos indiretos, em sua maioria, perpassam pela obtenção da curva PV do sistema através do método da continuação.

O método da continuação aplicado à obtenção da MET é conhecido por Fluxo de Carga Continuado (FCC) ou por seu termo em inglês *Continuation Power Flow* (CPFLOW). O FCC consiste na resolução de sucessivos fluxos de potência atrelados a uma direção de crescimento de crescimento de carga. Em seguida, será melhor detalhado.

Cabe destacar, por fim, que a MET não é o único índice utilizado para avaliar a proximidade de um ponto de operação ao colapso de tensão, outros índices foram propostos, por exemplo, em (SCHLUETER et al., 1991; GAO; MORISON; KUNDUR, 1992; LÖF; ANDERSON; HILL, 1993; CHIANG; JEAN-JUMEAU, 1995). Neste trabalho, seu destaque se dá pelo fato de ser o único mencionado nos Procedimentos de Rede do ONS, que regem as atividades e requisitos relacionados ao planejamento e à programação da operação eletroenergética do sistema elétrico brasileiro, no Submódulo 23.3 (ONS, 2018c).

3 FLUXO DE CARGA CONTINUADO

Ao realizar a análise estática de estabilidade de tensão de sistemas elétricos de potência, o principal desafio está em encontrar o ponto crítico do sistema, o limite de estabilidade de tensão. Neste ponto, os métodos típicos para resolver as equações de fluxo de potência divergem ou geram erros e, como consequência, diversas técnicas foram desenvolvidas em busca de contornar este problema (AJJARAPU; CHRISTY, 1992).

A maneira mais difundida de se resolver o fluxo de carga é pelo método de Newton-Raphson, entretanto, no PMC, por se tratar de uma bifurcação, a matriz jacobiana se torna singular, inviabilizando a solução do problema neste ponto por tal método. Ao reformular sutilmente as equações tradicionais por meio de técnicas de continuação, a singularidade da matriz jacobiana é evitada e o método de Newton-Raphson se torna aplicável a todos os pontos, inclusive no PMC.

O Fluxo de Carga Continuado (FCC) baseia-se na parametrização das equações algébricas não-lineares do fluxo de carga. Computar soluções para um número finito de pontos e conectá-los por uma curva suave pode ser uma representação verdadeira, mas, nas lacunas entre duas soluções consecutivas calculadas, também pode haver alguma bifurcação imprevista (SEYDEL, 2009). Em tese, quanto mais pontos computados, mais se sabe sobre o comportamento das soluções, contudo, pode-se gerar um trabalho muitas vezes desnecessário. Por meio da parametrização, as soluções se tornam funções contínuas de um parâmetro o que garante, claramente, a continuidade entre dois pontos calculados e permite encontrar as bifurcações.

Ainda assim, esta técnica exige um grande esforço computacional para a resolução das equações a cada variação do parâmetro, o que dificulta seu uso na operação em tempo real. Por outro lado, é um método bastante preciso para obter a curva *PV* e permite englobar importantes características do sistema de modo a se obter resultados satisfatórios para estudos no âmbito de planejamento. Na referência (CIGRÉ TF 38.02.12, 1995), onde são desenvolvidas recomendações para os critérios de estabilidade de tensão, é indicado, tendo em vista o requisito de confiabilidade, que as decisões finais de planejamento se baseiem em modelos detalhados e simulações que reflitam de maneira acurada a capacidade de potência reativa, as cargas e os efeitos de *Load Tap Changers* (LTCs) do sistema.

Primeiramente, cabe discutir, então, como é feita a modelagem estática do sistema elétrico de potência a fim de se compreender como e quais dos seus principais aspectos são considerados no estudo de fluxo de potência. Mais adiante, aborda-se sua resolução pelo método de Newton-Raphson e, finalmente, são tratados as etapas fundamentais do método da continuação: parametrização, previsão, correção e controle do comprimento do passo.

O *software* utilizado neste trabalho para realizar o FCC é o ANAREDE, *software* brasileiro desenvolvido pelo CEPEL e especialmente adaptado para comportar as particularidades do SIN. Atualmente, todos os principais elementos do sistema elétrico brasileiro estão devidamente modelados e validados utilizando sua linguagem computacional. Devido ao grande volume de elementos do SIN, que resultam em mais de 25 mil linhas de código no ANAREDE, optou-se por disponibilizar o modelo da rede através do cartão utilizado neste trabalho. Logo, adicionalmente a cada tópico apresentado, será exposto como o ANAREDE o contempla, de acordo com o descrito em seu manual, de modo a instruir a leitura do cartão com os dados da rede.

3.1 Modelagem do Sistema Elétrico de Potência

O fluxo de carga é o estudo do sistema elétrico de potência em regime permanente, portanto, vale-se de uma modelagem estática de seus elementos. Dessa forma, os elementos de corrente alternada (CA) são representados por números complexos e as equações que regem o problema são puramente algébricas.

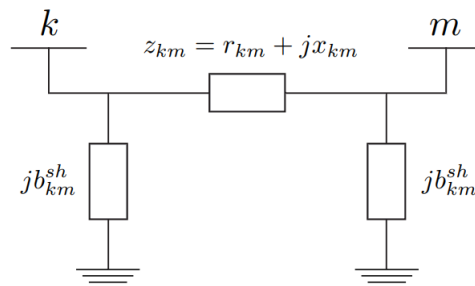
Como primeira simplificação, admite-se o sistema simétrico e sua operação trifásica balanceada, de modo que a representação de uma única fase é suficiente através das componentes de sequência positiva.

3.1.1 Linhas de Transmissão

As equações mais precisas que associam tensão e corrente em linhas de transmissão partem do princípio de que seus parâmetros são distribuídos. No entanto, essa mesma precisão pode ser mantida para modelos de parâmetros concentrados quando se deseja saber apenas as medidas dos valores nas extremidades da linha (STEVENSON, 1986).

Assim, nos estudos de fluxo de carga, as linhas de transmissão são representadas através do modelo π equivalente, conforme ilustrado na Figura 12, onde r_{km} é a resistência série, x_{km} é a reatância série e b_{km}^{sh} , a susceptância *shunt* do ramo $k-m$.

Figura 12: Modelo π de linha de transmissão.



Fonte: Adaptado de (MONTICELLI, 1983).

A condutância *shunt* g_{km}^{sh} leva em conta as correntes de fuga nos isoladores das linhas, as quais, se tratando de linhas aéreas, podem ser desprezadas e, conseqüentemente, anulam tal parâmetro (STEVENSON, 1986).

Os parâmetros r_{km} , x_{km} e b_{km}^{sh} dependem das características físicas das linhas de transmissão, tais como: propriedades do condutor, número de condutores por fase, geometria das torres, distância dos cabos ao solo, flecha, comprimento da linha, resistividade do solo e frequência de operação.

Conhecidos tais parâmetros, pode-se calcular a admitância série da linha pela equação (3.1), sendo g_{km} a condutância e b_{km} a susceptância séries.

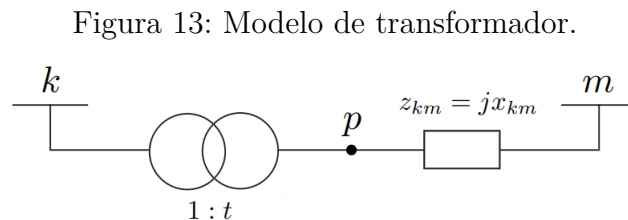
$$y_{km} = g_{km} + jb_{km} = \frac{1}{r_{km} + jx_{km}} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (3.1)$$

No ANAREDE, as linhas de transmissão são representadas por seus circuitos π equivalentes e os parâmetros são inseridos pelo código de execução **DLIN** (CEPEL, 2019).

Devido à existência de linhas longas no SIN, às vezes, faz-se necessário o uso de compensação série e/ou *shunt*. Para a compensação série, o ANAREDE dispõe de dois modelos de compensador série controlável, um com variação da reatância contínua e, o outro, discreta. Ambos são inseridos com o código **DCSC**. O sistema elétrico do estado de São Paulo, apesar de contemplar uma grande quantidade de elementos, não possui nenhum equipamento de compensação série. Já para a compensação da elevada capacitância *shunt* de uma linha longa, é possível definir elementos *shunt* de linha pelo código **DSHL**, cujas características se assemelham aos reatores da barra que serão descritos mais a adiante.

3.1.2 Transformadores

A representação geral de transformadores, apresentada na Figura 13, consiste em um transformador ideal com relação de transformação $1 : t$ em série com sua impedância de curto-circuito z_{km} (MONTICELLI, 1983).



Fonte: Adaptado de (MONTICELLI, 1983).

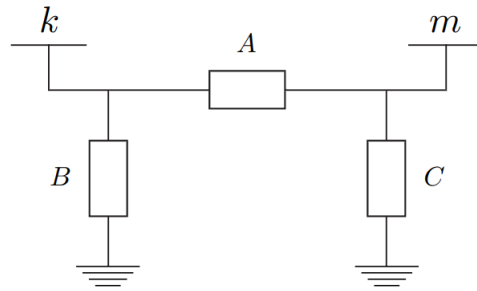
Por sua construção se assemelhar à de um reator, em geral, a reatância indutiva de transformadores é muito maior do que sua resistência ($x_{km} \gg r_{km}$), o que permite sua descosideração. Além disso, via de regra, a corrente de magnetização do transformador é

desprezível comparada à corrente de plena carga, de sorte que sua admitância *shunt* y_{km}^{sh} também pode ser omitida no circuito equivalente (STEVENSON, 1986).

De modo genérico, a relação de transformação é tal que $t = ae^{j\varphi}$, onde a e φ são números reais. Considerar $a = 1$ resulta em um transformador defasador, já que t é um número complexo que altera apenas o ângulo de fase entre as tensões dos pontos k e m . Este efeito pode ser útil no controle do fluxo de potência ativa no ramo. Já ao tomar $\varphi = 0$, t passa a ser um número real e, então, obtém-se um transformador em fase, o qual permite controlar a tensão de uma das barras e, por conseguinte, o fluxo de potência reativa entre elas. Assim, um transformador qualquer equivale à combinação de um transformador defasador com um transformador em fase.

De maneira análoga às linhas de transmissão, os transformadores podem ser retratados por um modelo π equivalente, conforme ilustrado na Figura 14.

Figura 14: Circuito equivalente π de transformador em fase.



Fonte: Adaptado de (MONTICELLI, 1983).

Neste modelo, suas equações adquirem a seguinte forma:

$$A = ty_{km} \quad (3.2a)$$

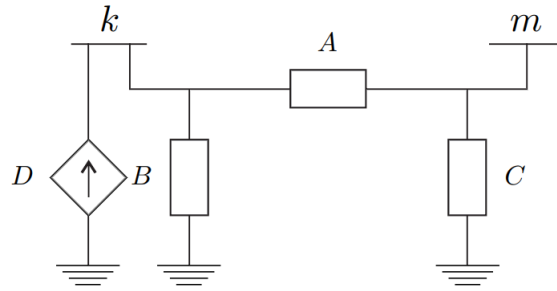
$$B = (|t|^2 - t)y_{km} \quad (3.2b)$$

$$C = (1 - t)y_{km} \quad (3.2c)$$

À rigor, este modelo só é válido para t real, isto é, $t = a$. Para o caso do transformador defasador, uma modelagem similar é válida desde que se utilize o artifício de adicionar uma fonte de corrente em k dependente da tensão na barra m como exposto na Figura 15, onde $D = (t^* - t)y_{km}V_m$.

Cabe lembrar que os transformadores trifásicos convencionais podem estabelecer alguma defasagem entre seus terminais a depender do seu grupo de ligação denominado segundo a NBR 5356-1 (ABNT, 2007). Os transformadores normalmente conectam redes de tensões e defasagens diferentes. Ao adotar uma notação em por unidade (p.u.), assim como se altera a magnitude base de tensão, é como se o ângulo base da rede fosse alterado e, de fato, se o ângulo de referência está de um lado da rede, o outro lado verá este ângulo

Figura 15: Circuito equivalente π de transformador defasador.



Fonte: Elaborado pela autora.

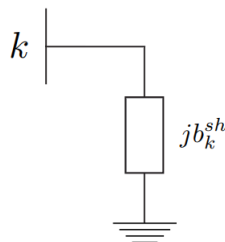
com a referida defasagem. A mudança de *tap* desses transformadores, em geral, não varia o ângulo, mas altera a amplitude da tensão na barra. Assim, tais transformadores são modelados como transformadores em fase sem gerar impactos na solução do problema.

Os transformadores, assim como as linhas de transmissão, são elementos que conectam duas barras quaisquer da rede, logo, é comum que seus parâmetros sejam inseridos de modo similar. No ANAREDE, não é diferente, tanto que para isso se utiliza o mesmo código de execução **DLIN**. Os *taps* dos transformadores em fase podem ser fixos ou variáveis sob carga. Caso seja variável, pode ter a atuação contínua ou discreta entre os limites mínimo e máximo estabelecidos. Estes dados relacionados aos LTCs são inclusos por meio do código **DCTR**. Os transformadores defasadores, por sua vez, têm seus ângulos fixos, mas podem variar de modo automático para controle de corrente ou de potência (CEPEL, 2019).

3.1.3 Capacitores, Reatores e Compensadores Estáticos

Dentre os elementos que compõe a rede e conectam uma barra qualquer à barra de referência (nó terra), há os elementos de compensação reativa, tais como capacitores e reatores, os quais são modelados através de sua susceptância para a terra b_k^{sh} , como mostra a Figura 16.

Figura 16: Modelo de elemento de compensação reativa *shunt*.



Fonte: Elaborado pela autora.

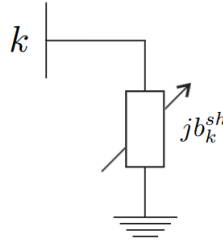
Geralmente, o parâmetro fornecido como entrada para o fluxo de carga é a potência reativa injetada (capacitores) ou consumida (reatores), em Mvar, pelo elemento na sua tensão base de operação juntamente com as demais informações da barra na qual se conecta. No ANAREDE, isso é feito através do código de execução **DBAR**. A convenção adotada é sinal positivo para injeção e negativo para consumo. Além disso, pode-se escolher entre representá-los como um único elemento equivalente ou na sua forma individualizada como unidades em paralelo por meio do código **DBSH** (CEPEL, 2019).

Como a base de potência do sistema é igual à 100MVA, valor normalmente usado no Brasil e *default* do programa, o valor fornecido em Mvar pelo usuário equivale ao valor da reatância em porcentagem. Isso pode ser observado através da equação (3.3) considerando $V_k = 1$ p.u. e manipulando as unidades.

$$Q^{sh} = V_k^2 b_k^{sh} \quad (3.3)$$

Dentre os elementos de compensação reativa *shunt*, há também o compensador estático de reativos ou SVC, do inglês *Static Var Compensator*. O SVC é formado basicamente por três elementos: reator controlado por tiristor (TCR - do inglês *Thyristor Controlled Reactor*), capacitor chaveado por tiristor (TSC - do inglês *Thyristor Switched Capacitor*) e filtro predominantemente capacitivo. Através do ângulo de disparo dos tiristores, é possível variar a sua susceptância a fim de controlar a tensão na barra. Logo, é representado conforme a Figura 17 por uma susceptância *shunt* variável.

Figura 17: Modelo de compensador estático de reativos.



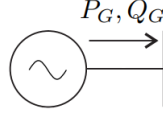
Fonte: Elaborada pela autora.

No ANAREDE, os compensadores estáticos de reativos são modelados por meio do código **DCER** com o qual é possível especificar a característica VI ou VQ do equipamento.

3.1.4 Geradores

Toda a complexidade dinâmica das máquinas elétricas são simplificadas ao se realizar uma análise estática. Sendo assim, geradores ou um conjunto deles são representados simplesmente por suas injeções de potência ativa e reativa no sistema, conforme demonstrado na Figura 18.

Figura 18: Modelo de gerador.



Fonte: Elaborada pela autora.

Os geradores, regularmente, mantêm sua potência ativa fixa e variam sua potência reativa dentro de certos limites. No ANAREDE, a potência do gerador é fornecida em MW e Mvar nos dados de barra por meio do código **DBAR**, junto com os limites estabelecidos de geração de potência reativa em termos de Mvar mínimo e máximo (CEPEL, 2019).

Por este *software*, tais limites também podem ser especificados de maneira mais precisa tanto para os geradores de rotor liso quanto para os de pólos salientes, por meio das correntes máximas do estator (armadura) e do rotor (campo ou excitação) e do limite de subexcitação, os quais convertidos em potência reativa são dados respectivamente pelas equações (3.4), (3.5) e (3.6). Os valores de menor módulo encontrados que definem os limites do gerador e, portanto, a sua curva de capacidade (CEPEL, 2019).

$$Q_{estator}^{max,min} = \pm \sqrt{(S_{nom} \cdot FE)^2 - P_G^2} \quad (3.4)$$

$$Q_{rotor}^{max} = -\frac{V_T^2}{X_q} + \sqrt{\frac{V_T^2 (E_q^{max})^2}{X_q^2} - P_G^2} \quad (3.5)$$

$$Q_{SubExc} = \frac{P_G}{tg\delta} - \frac{V_T^2}{X_q} \quad (3.6)$$

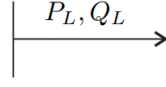
Nestas equações, S_{nom} é a potência aparente nominal do gerador, FE é o fator de serviço da corrente do estator, P_G é a potência ativa gerada, V_T é a tensão no terminal do gerador, isto é, da barra em que está conectado, X_q é a reatância síncrona do eixo de quadratura e δ é o ângulo de carga máximo do gerador. Todos os referidos parâmetros, exceto P_G e V_T , são especificados através do código **DGER**.

Por meio deste código também é possível definir limites de geração de potência ativa, os quais são opcionais e devem ser especificados para determinados tipos de estudos em conjunto com os fatores de participação das barras de geração, como é o caso do FCC ao se realizar o redespacho de geração.

3.1.5 Cargas

Como exposto anteriormente, as cargas podem ser escritas em função da magnitude da tensão na barra de diversas formas, embora sua representação típica para análise estática seja o modelo potência constante, como exhibe a Figura 19.

Figura 19: Modelo de carga potência constante.



Fonte: Elaborado pela autora.

Os três principais modelos são impedância constante, corrente constante e potência constante. Tais modelos podem ainda ser combinados de modo a originar o chamado modelo polinomial ou ZIP, cuja expressão é dada pela equações (3.7a) e (3.7b).

$$P_L(V, \lambda) = \lambda P_{L0} \left[\alpha \left(\frac{V(\lambda)}{V_0} \right)^2 + \beta \left(\frac{V(\lambda)}{V_0} \right) + \gamma \right] \quad (3.7a)$$

$$Q_L(V, \lambda) = \lambda Q_{L0} \left[\alpha \left(\frac{V(\lambda)}{V_0} \right)^2 + \beta \left(\frac{V(\lambda)}{V_0} \right) + \gamma \right] \quad (3.7b)$$

Os parâmetros α , β e γ são as parcelas de carga representadas respectivamente por impedância constante, corrente constante e potência constante. Logo, seu somatório deve ser sempre igual à 1. O parâmetro λ é a demanda.

O ANAREDE permite uma modelagem similar e ainda mais flexível através das equações (3.7c) e (3.7d), onde A e B são as parcelas de potência ativa modeladas como corrente e impedância constantes, respectivamente, e C e D são as parcelas de potência reativa modeladas como corrente e impedância constantes, respectivamente. As potências P e Q são as cargas consumidas para a tensão V_{def} (CEPEL, 2019).

$$P(V) = \frac{P}{100} \left[B \left(\frac{V}{V_{def}} \right)^2 + A \left(\frac{V}{V_{def}} \right) + (100 - A - B) \right] \quad (3.7c)$$

$$Q(V) = \frac{Q}{100} \left[D \left(\frac{V}{V_{def}} \right)^2 + C \left(\frac{V}{V_{def}} \right) + (100 - C - D) \right] \quad (3.7d)$$

Percebe-se que no modelo do ANAREDE a demanda não está presente, isso ocorre porque ela é utilizada apenas quando se deseja realmente variar o valor da carga, como no FCC em que serve como parâmetro de continuação. No entanto, na maioria das vezes, deseja-se apenas encontrar precisamente o valor da carga de acordo com as condições operativas do caso avaliado, tomando-se então $\lambda = 1$.

É possível ainda determinar o parâmetro V_{fld} que é a tensão abaixo da qual as parcelas de potência constante e corrente constante passam a ser modeladas como impedância constante, seu valor *default* é 70% (0,7 p.u.). A modelagem das cargas por sua potência é feita de modo similar à geração no código de execução das barras **DBAR**, no entanto, os parâmetros A , B , C e D daquelas que variam com a tensão são definidos nos códigos de execução **DCAR**, para cargas equivalentadas, e **DCAI**, para cargas individualizadas (CEPEL, 2019).

Neste trabalho, as cargas serão consideradas como potência constante, uma vez que do ponto de vista da estabilidade de tensão é uma análise conservadora e, portanto, mais severa para a segurança do sistema, o que pode ser desejável no âmbito de planejamento. Além disso, no Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2018c) é recomendado o uso deste modelo para análises estáticas, sendo a forma como a maior parte das cargas do SIN estão modeladas hoje. Neste mesmo documento, para uma análise dinâmica, recomenda-se representar, na falta de informações, a parte ativa das cargas como 50% de potência constante e 50% de impedância constante e a sua parte reativa como 100% de impedância constante.

3.2 Fluxo de Carga

O problema do fluxo de carga tem por finalidade verificar o comportamento da rede em regime permanente. A partir dele, são avaliadas as tensões nas barras e o carregamento das linhas, dos transformadores e demais elementos, para uma determinada configuração da rede e uma determinada condição de carga e geração (ONS, 2018c).

Tais estudos são essenciais para o planejamento da expansão do sistema, porque permitem avaliar o desempenho da rede com a evolução da carga e da geração, de modo a garantir condições operativas satisfatórias, e também analisar as diferentes configurações futuras da rede (STEVENSON, 1986).

A formulação básica do problema baseia-se em um conjunto de equações algébricas não-lineares, obtidas das leis de Kirchhoff, e de inequações, referentes às restrições operativas de elementos da rede (MONTICELLI, 1983). Na sua forma mais simples, há quatro variáveis associadas a cada nó (barra) k da rede, as quais são:

V_k - magnitude da tensão nodal

θ_k - ângulo da tensão nodal

P_k - injeção líquida de potência ativa

Q_k - injeção líquida de potência reativa

As barras CA são modeladas de acordo com o seu tipo, que se relaciona às variáveis conhecidas da barra em questão, conforme a nomenclatura a seguir.

Barra PQ ou barra de carga: são as barras cujas potências ativa P_k e reativa Q_k são conhecidas e mantidas constantes durante a resolução do problema. Os valores da magnitude V_k e ângulo θ_k da tensão na barra devem ser calculados. Normalmente, estão em maior número e representam as subestações em que estão conectadas as cargas do sistema.

Barra PV ou barra de tensão controlada: são as barras em que são definidas e fixas a potência ativa P_k e a sua magnitude de tensão V_k , a qual é mantida constante por meio da variação da potência reativa Q_k . Além da injeção de potência reativa Q_k , o valor do ângulo θ_k também é desconhecido. Pode-se considerar comumente que são as barras de geração do sistema, representando as instalações onde se encontram os geradores e/ou compensadores síncronos.

Barra $V\theta$ ou barra *slack* ou barra de referência: fornece a referência angular do sistema e, por isso, geralmente é única. A magnitude V_k e ângulo θ_k da tensão nesta barra são mantidos constantes nos valores especificados, enquanto suas injeções de potência ativa P_k e reativa Q_k são calculadas de modo a fechar o balanço de potência do sistema, suprimindo as perdas desconhecidas até a obtenção da solução do problema.

No ANAREDE, os tipos das barras são inseridos pelo código **DBAR** e são representados respectivamente pelos valores 0, 1 e 2 (CEPEL, 2019). A principal barra de referência do sistema elétrico brasileiro, de acordo com os casos de fluxo de potência do ONS, é a da usina de Ilha Solteira localizada no estado de São Paulo.

Cada barra, disposta de duas variáveis e dois parâmetros conhecidos, formam duas equações pela imposição primeira da lei de Kirchhoff, também conhecida por lei dos nós, a qual estabelece que o somatório das injeções de potência ativa e reativa no nó é igual à soma dos fluxos correspondentes que o deixam (MONTICELLI, 1983). Estas equações que formulam o problema do fluxo de carga.

A modelagem do sistema apresentada na seção anterior permite a construção da matriz admitância nodal Y da rede. As injeções de corrente nas barras, podem ser calculadas em função da própria tensão na barra e das tensões nas barras em que se conecta, através dessa matriz. Tal relação é dada pela equação (3.8), onde \bar{I} é o vetor dos fasores de corrente \bar{I}_k e \bar{V} é o vetor dos fasores de tensão \bar{V}_k nas barras para $k = 1, 2, \dots, NB$, com NB igual ao número total de barras.

$$\bar{I} = Y\bar{V} \quad (3.8)$$

Do desenvolvimento das equações das correntes em cada ramo que parte de um determinado nó, é possível concluir que os elementos da matriz Y satisfazem as relações (3.9a), (3.9b) e (3.9c), com Ω_k o conjunto das barras adjacentes à barra k .

$$Y_{km} = -a_{km}e^{-j\varphi_{km}}y_{km} \quad (3.9a)$$

$$Y_{kk} = jb_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (jb_{km}^{sh} + a_{km}^2 y_{km}) \quad (3.9b)$$

$$Y_{mk} = -a_{km}e^{j\varphi_{km}}y_{km} \quad (3.9c)$$

Esta matriz é quadrada de ordem NB e, quanto mais numerosos forem os nós do sistema, também é esparsa, ou seja, apresenta uma grande quantidade de elementos nulos,

que decorre da inexistência de componentes conectando dois nós. Ao se comparar os termos Y_{km} e Y_{mk} , verifica-se também que a matriz é simétrica caso a rede seja formada apenas por linhas de transmissão e transformadores em fase. A existência de transformadores defasadores, a torna assimétrica.

O detalhamento de cada equação proveniente de (3.8), considerando $Y = G + jB$, resulta que a injeção de corrente em cada barra k é dada por:

$$\bar{I}_k = \sum_{m=1}^{NB} (G_{km} + jB_{km})(V_m e^{j\theta_m}) \quad (3.10)$$

A injeção de potência aparente S_k na barra é calculada segundo equação (3.11).

$$S_k = P_k + jQ_k = \bar{V}_k \bar{I}_k^* \quad (3.11)$$

Assim, substituindo \bar{I}_k da equação (3.11) pela expressão (3.10) e discriminando a parte real e imaginária da potência, chega-se às duas equações mencionadas de injeção de potência em cada barra, (3.12a) e (3.12b), que regem o problema do fluxo de carga.

$$P_k = V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.12a)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.12b)$$

Nestas equações θ_{km} é a defasagem angular entre as barras k e m , isto é, $\theta_k - \theta_m$. Como os ângulos aparecem na forma de diferença em todas as equações, uma solução equivalente poderia ser obtida somando-se uma constante em todos os ângulos, o que tornaria o problema indeterminado, evidenciando a necessidade de se adotar uma referência angular (MONTICELLI, 1983).

O problema básico do fluxo de carga é formado, então, por um sistema de $2NB$ equações e $2NB$ incógnitas, as quais estão vinculadas aos tipos das barras que compõem a rede. Este sistema de equações pode ser dividido em dois subsistemas segundo as variáveis de interesse. No subsistema 1, deseja-se determinar os valores da magnitude e do ângulo das tensões nas barras tomando as equações em que P_k e Q_k são conhecidas. O subsistema 2, por sua vez, utiliza o resultado obtido do subsistema 1 e as equações em que se conhece V_k e θ_k para obter os valores das injeções de potência ativa e reativa nas demais barras.

Logo, o subsistema 1 é formado pelas equações das potências ativas especificadas P_k^{esp} nas barras PV e PQ (3.13a) e pelas equações das potências reativas especificadas Q_k^{esp} nas barras PQ (3.13b).

$$\begin{cases} P_k^{esp} - V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) = 0 & (3.13a) \\ Q_k^{esp} - V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = 0 & (3.13b) \end{cases}$$

Já o subsistema 2 é formado pelas equações das potências ativas calculadas P_k^{calc} na barra de referência $V\theta$ (3.14a) e pelas equações das potências reativas calculadas Q_k^{calc} nas barras $V\theta$ e PV (3.14b). Após resolvido o subsistema 1, a solução deste é obtida de maneira trivial, substituindo os valores das magnitudes e dos ângulos das tensões.

$$\begin{cases} P_k^{calc} = V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ Q_k^{calc} = V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \end{cases} \quad (3.14a)$$

$$\begin{cases} P_k^{calc} = V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ Q_k^{calc} = V_k \sum_{m=1}^{NB} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \end{cases} \quad (3.14b)$$

3.2.1 Método de Newton-Raphson

Um método amplamente empregado para a resolução do subsistema 1 do fluxo de carga é o método de Newton-Raphson, o qual se baseia na expansão da série de Taylor para se aproximar da solução partindo de uma solução inicial.

As incógnitas do subsistema 1 são os ângulos θ_k das tensões nas barras PV e PQ e as magnitudes V_k das tensões nas barras PQ . Estas variáveis podem ser agrupadas nesta ordem no vetor $\bar{x} = [\bar{\theta}, \bar{V}]^T$, cuja dimensão do vetor $\bar{\theta}$ é o número de barras PV mais o de barras PQ e do vetor \bar{V} é o número de barras PQ .

Os termos especificados das potências neste subsistema são iguais à diferença entre a potência gerada e a consumida na barra em questão, logo, as equações (3.13a) e (3.14a) podem ser reescritas da seguinte forma, com as potências calculadas em função das incógnitas θ e V .

$$\begin{cases} (P_G - P_L)_k - P_k^{calc}(\bar{\theta}, \bar{V}) = \Delta P_k = 0 \\ (Q_G - Q_L)_k - Q_k^{calc}(\bar{\theta}, \bar{V}) = \Delta Q_k = 0 \end{cases} \quad (3.15a)$$

$$\begin{cases} (P_G - P_L)_k - P_k^{calc}(\bar{\theta}, \bar{V}) = \Delta P_k = 0 \\ (Q_G - Q_L)_k - Q_k^{calc}(\bar{\theta}, \bar{V}) = \Delta Q_k = 0 \end{cases} \quad (3.15b)$$

Finalmente, pode-se escrever a função vetorial:

$$\bar{f}(\bar{x}) = \begin{bmatrix} \Delta \bar{P} \\ \Delta \bar{Q} \end{bmatrix} = 0 \quad (3.16)$$

O método de Newton-Raphson, consiste em determinar o vetor de correção $\Delta \bar{x}$ resultante da linearização da função $\bar{g}(\bar{x})$ pelos dois primeiros termos da sua série de Taylor, cuja equação é dada por:

$$\bar{f}(\bar{x}) + J(\bar{x})\Delta \bar{x} \approx 0 \quad (3.17)$$

A matriz $J(\bar{x})$ é a chamada matriz jacobiana e consiste nas derivadas parciais das funções $\bar{f}(\bar{x})$ com relação a cada elemento do vetor \bar{x} , conforme o formato abaixo.

$$J(\bar{x}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta \bar{P}}{\partial \Delta \bar{\theta}} & \frac{\partial \Delta \bar{P}}{\partial \Delta \bar{V}} \\ \frac{\partial \Delta \bar{Q}}{\partial \Delta \bar{\theta}} & \frac{\partial \Delta \bar{Q}}{\partial \Delta \bar{V}} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

A partir de uma solução inicial \bar{x}_0 , é possível calcular $\bar{f}(\bar{x}_0)$, cujos elementos são conhecidos como resíduos de potência. Caso o valor do módulo de cada resíduo não seja menor do que um erro ε tolerável, utiliza-se a equação (3.19), proveniente da aproximação (3.17), para encontrar o vetor correção $\Delta\bar{x}_0$ e calcular a nova solução aproximada \bar{x}_1 de acordo com (3.20). Com a nova estimativa dos ângulos e magnitudes das tensões, reinicia-se o processo para cada iteração v , até que os resíduos sejam menores que ε , indicando a convergência para a última solução calculada.

$$\Delta\bar{x}_v = -J(\bar{x}_v)^{-1}\bar{f}(\bar{x}_v) \longrightarrow \begin{bmatrix} \Delta\bar{\theta} \\ \Delta\bar{V} \end{bmatrix}_v = - \begin{bmatrix} \frac{\partial\Delta\bar{P}}{\partial\Delta\bar{\theta}} & \frac{\partial\Delta\bar{P}}{\partial\Delta\bar{V}} \\ \frac{\partial\Delta\bar{Q}}{\partial\Delta\bar{\theta}} & \frac{\partial\Delta\bar{Q}}{\partial\Delta\bar{V}} \end{bmatrix}_v^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\bar{P} \\ \Delta\bar{Q} \end{bmatrix}_v \quad (3.19)$$

$$\bar{x}_{v+1} = \bar{x}_v + \Delta\bar{x}_v \longrightarrow \begin{bmatrix} \bar{\theta} \\ \bar{V} \end{bmatrix}_{v+1} = \begin{bmatrix} \bar{\theta} \\ \bar{V} \end{bmatrix}_v + \begin{bmatrix} \Delta\bar{\theta} \\ \Delta\bar{V} \end{bmatrix}_v \quad (3.20)$$

O número de iterações necessárias para a convergência deste método praticamente independe do número de barras, de modo que, em geral, é mais rápida que a de outros métodos para sistemas grandes (STEVENSON, 1986). O maior complicador do método de Newton-Raphson está na inversão da matriz Jacobiana, a qual inclusive é singular no PMC e, portanto, não admite uma inversa, conforme discutido anteriormente.

No ANAREDE, o referido método é processado através da ativação da opção **NEWT** no código de execução **EXLF** que executa o fluxo de carga (CEPEL, 2019).

3.2.2 Limites de Potência Reativa e de Magnitude de Tensão

Ainda considerando a formulação básica do fluxo de carga, sua composição compreende, além das equações apresentadas, inequações que estabelecem os limites de operação do sistema. A própria classificação das barras por tipo representa um mecanismo de controle, já que procura manter certas variáveis fixas. Contudo, ao se fixar uma variável, as demais tidas como incógnitas do problema passam a admitir qualquer valor, o qual pode ser impraticável operativamente, havendo a necessidade de impor certas restrições.

O controle da tensão nas barras *PV* onde se conectam geradores ou compensadores síncronos, é feito através da variação da corrente do rotor, também chamada de corrente de campo ou de excitação, permitindo a operação da máquina elétrica sobre ou subexcitada, absorvendo ou injetando reativos na rede (MONTICELLI, 1983).

Conforme exposto na descrição do modelo, há diferentes formas de se estabelecer estes limites para os geradores, os quais podem ser fixos ou recalculados a cada iteração do método de Newton-Raphson de acordo com a tensão na barra V_T e a potência injetada P_G . De forma geral, é tais limites são dados pela inequação (3.21).

$$Q_G^{min} \leq Q_G^{calc} \leq Q_G^{max} \quad (3.21)$$

Independentemente de como são definidos, os limites de injeção de potência reativa são verificados antes de cada iteração do método de resolução do fluxo de carga. Em caso de violação, tanto para o limite superior como para o inferior, geralmente, a geração de potência reativa é fixada no limite violado e a barra *PV* passa a ser modelada como uma barra *PQ*, deixando de ter sua amplitude de tensão controlada.

Adicionalmente, a cada iteração também deve-se verificar se as barras *PQ* que eram inicialmente *PV* podem voltar ao seu tipo original. Isso deve ser feito monitorando a magnitude da tensão na barra, que ao apresentar um comportamento contrário do que levou à violação do limite de reativo, pode permitir outra configuração da geração de potência reativa trazendo este valor novamente para dentro da faixa permitida.

Outro limite análogo e bastante utilizado é o de tensão nas barras *PQ*, que é descrito pela inequação (3.22).

$$V_k^{min} \leq V_k^{calc} \leq V_k^{max} \quad (3.22)$$

Estes limites de tensão, normalmente, são especificados nos dados da barra. Seu mecanismo muito é semelhante ao anterior. Antes de cada iteração da resolução do fluxo de carga os limites são verificados e, caso algum deles seja violado, a tensão é mantida neste valor limite e a barra *PQ* passa a ser considerada como uma barra *PV*. Ainda, durante o processo, as barras que trocaram de tipo podem voltar ao seu tipo inicial, tendo novamente a geração de potência reativa controlada.

No ANAREDE, o controle de geração de potência reativa em barras *PV* é aplicado ativando a opção **QLIM**, enquanto que o controle da magnitude da tensão em barras *PQ* ocorre com a ativação da opção **VLIM**, ambas em seguida do código de execução do fluxo de carga **EXLF**. A atuação dos dois mecanismos tem início quando o maior resíduo de potência reativa do sistema for menor que o valor da constante QLST especificada (CEPEL, 2019). Esta constante é apenas para evitar a atuação do controle dos limites quando as soluções estimadas ainda estão muito distantes da convergência.

3.2.3 Controle Automático de *taps*

Em uma formulação um pouco mais elaborada do problema, as ações de controle contidas no SEP dão origem a equações que são incluídas no método de solução. Um controle bastante comum nos sistemas elétricos e cujos efeitos são importantes na análise de estabilidade de tensão é o controle da magnitude de tensão nodal através de LTCs.

Este controle pode ser incluso no subsistema 1, ao trocar a variável V_m do vetor \bar{x} , que representa a magnitude da tensão na barra controlada pela relação de transformação a_{km} de um transformador em fase entre as barras k e m , pela variável de controle, ou seja, pela própria relação a_{km} . Isso se deve ao fato de que, durante a atuação do controle, V_m se

mantém constante enquanto a_{km} varia entre seus limites. Assim, a matriz jacobiana passa a ser escrita em termos de a_{km} e não mais V_m para uma barra m , geralmente PQ .

Quando *tap* do LTC atinge um de seus limites, seja o mínimo ou o máximo, seu valor é fixado no limite alcançado e a matriz jacobiana volta a ser escrita em termos de V_m , logo, a barra m deixa de ter sua magnitude de tensão controlada.

O controle de tensão por transformador com variação automática de *tap* sob carga, no ANAREDE, também está representado diretamente no jacobiano para a resolução pelo método de Newton-Raphson. Este controle é aplicado com a ativação da opção **CTAP** e só tem início quando o resíduo máximo de potência reativa do sistema for menor que o valor da constante TPST, novamente, para evitar uma atuação desnecessária. A variação dos *taps* é feita de maneira continua, contudo, podem ser ajustados para o valor discreto mais próximo após a convergência do fluxo de potência se a opção **TAPD** for ativada (CEPEL, 2019).

3.3 Formulação do Crescimento de Carga

Após exposta a formulação do problema de fluxo de carga e suas particularidades, será descrita a sua adaptação pelo método da continuação, a fim de se obter o chamado fluxo de carga continuado.

A função vetorial $\bar{f}(\bar{x})$ do fluxo de potência é um conjunto de funções que dependem dos ângulos da tensão nas barras PV e PQ , representados pelo vetor $\bar{\theta}$, e das magnitudes da tensão nas barras PQ do sistema, vetor \bar{V} . Estas funções permitem definir o ponto de equilíbrio do sistema, isto é, a solução do problema em regime permanente. Logo, para se obter os demais pontos de equilíbrio e traçar a curva PV , é necessário inserir um novo parâmetro escalar λ que permita modificar alguma variável contínua do sistema. Dessa forma, \bar{f} passa a ser escrita também em função de λ .

Em geral, esse parâmetro se relaciona ao carregamento do sistema e pode estar vinculado ao crescimento de carga e/ou ao redespacho de geração. Como neste trabalho, foi dado enfoque ao comportamento do sistema frente a diferentes direções de crescimento de carga, o redespacho de geração não será abordado, embora também seja muito importante para a determinação da MET, uma vez que a sua não consideração gera resultados mais conservadores.

Ao definir λ como o parâmetro de crescimento de carga do sistema, a potência total consumida pelas cargas pode ser escrita em sua função segundo as equações (3.23a) e (3.23b), onde o sobrescrito zero representa os respectivos valores para o caso base, no qual adota-se $\lambda = 1$.

$$P_{LTOTAL} = \lambda P_{LTOTAL}^0 = P_{LTOTAL}^0 + (\lambda - 1)P_{LTOTAL}^0 \quad (3.23a)$$

$$Q_{LTOTAL} = \lambda Q_{LTOTAL}^0 = Q_{LTOTAL}^0 + (\lambda - 1)Q_{LTOTAL}^0 \quad (3.23b)$$

Ao realizar o crescimento de carga para se obter a curva PV , o mais natural é considerar o fator de potência constante durante o processo, assim, o parâmetro λ é idêntico para as potências ativa e reativa. Apesar de não ser considerado aqui que a potência ativa fornecida pelos geradores cresce junto com o aumento da demanda das cargas, a cada passo, a potência total fornecida pelo sistema deve ser calculada de modo a fechar o balanço de potência. Com isso, a barra de referência passa a ser responsável, além das perdas do sistema que aumentam com seu maior carregamento, pela diferença entre a carga e a geração.

De maneira simples, com o aumento da demanda, o valor da carga de uma determinada barra k do sistema em um ponto de operação qualquer é o seu valor no caso base somado de um certo incremento, conforme as equações (3.24a) e (3.24b).

$$(P_L)_k = (P_L^0)_k + (\Delta P_L)_k \quad (3.24a)$$

$$(Q_L)_k = (Q_L^0)_k + (\Delta Q_L)_k \quad (3.24b)$$

A taxa de crescimento da potência ativa p_k e da potência reativa q_k da carga na barra k são dadas pelas seguintes relações.

$$p_k = \frac{(\Delta P_L)_k}{(P_L^0)_k} \quad q_k = \frac{(\Delta Q_L)_k}{(Q_L^0)_k} \quad (3.25)$$

Para que o fator de potência da carga permaneça constante, p_k deve ser igual à q_k . Como as equações da potência reativa são análogas às da potência ativa, basta desenvolver o raciocínio para uma delas.

A equação (3.23a) reescrita na forma de somatório resulta em:

$$\sum_{k=1}^{NB} (P_L)_k = \sum_{k=1}^{NB} (P_L^0)_k + (\lambda - 1) \sum_{k=1}^{NB} (P_L^0)_k \quad (3.26)$$

Ao substituir a potência $(P_L)_k$ de acordo com a equação (3.24a) na equação acima, obtém-se que:

$$\sum_{k=1}^{NB} (\Delta P_L)_k = (\lambda - 1) \sum_{k=1}^{NB} (P_L^0)_k \quad (3.27)$$

Inserindo a taxa de crescimento de cada barra conforme (3.25), chega-se à fórmula abaixo.

$$\sum_{k=1}^{NB} p_k (P_L^0)_k = (\lambda - 1) \sum_{k=1}^{NB} (P_L^0)_k \quad (3.28)$$

Logo,

$$\lambda = \frac{\sum_{k=1}^{NB} p_k (P_L^0)_k}{\sum_{k=1}^{NB} (P_L^0)_k} + 1 \quad (3.29)$$

Sendo assim, para um mesmo ponto inicial de operação, diferentes taxas de crescimento das cargas conduz a diferentes direções de crescimento de λ . Evidentemente, se

todas as cargas crescem a uma mesma taxa, a demanda também crescerá com essa taxa. Apesar de durante o processo o fator de potência de cada carga se manter constante, se seu valor inicial for diferente, isto é, ao se alterar a relação entre $(P_L^0)_k$ e $(Q_L^0)_k$ a direção de crescimento de carga também muda.

O programa de Fluxo de Potência Continuado do ANAREDE processa uma sequência de casos de fluxo de potência, considerando um aumento da carga de um conjunto de barras de acordo com uma direção especificada pelo do código de execução **DINC**. Neste *software*, o balanço de potência do sistema a cada incremento de carga pode ser restabelecido entre os geradores da área onde ocorreu o desbalanço, pela ativação da opção **BPAR**, ou entre todos os geradores do sistema, com a opção **BPSI**, de acordo com seus fatores de participação e limites de potência ativa (CEPEL, 2019). Estas opções devem vir em seguida do código de execução do cálculo do fluxo de potência continuado **EXIC** e, caso nenhuma delas seja selecionada, o balanço é feito pela barra de referência.

3.4 Parametrização

Ao incluir o parâmetro λ no problema do fluxo de carga, a função \bar{f} adquire uma nova incógnita, conforme (3.30), havendo a necessidade de inserir também no problema uma nova equação $\rho(\bar{x}, \lambda)$, a qual está relacionada à técnica de parametrização utilizada.

$$\bar{f}(\bar{x}, \lambda) = 0 \quad (3.30)$$

Assim, o sistema de equações que formam o problema é:

$$\begin{bmatrix} \bar{f}(\bar{x}, \lambda) \\ \rho(\bar{x}, \lambda) \end{bmatrix} = 0 \quad (3.31)$$

Há diferentes tipos de parametrização dentre as quais três se destacam e serão expostas a seguir.

- **Parametrização física:** é realizada sobre o parâmetro λ e o comprimento do passo é dado por $\Delta\lambda$ (CHIANG et al., 1995).

$$\rho(\bar{x}, \lambda) = \lambda - \lambda_{esp} = 0 \quad (3.32)$$

- **Parametrização local:** é realizada inicialmente sobre o parâmetro λ e, nas proximidades do ponto de bifurcação, outro parâmetro x_k do vetor \bar{x} é utilizado, logo, o comprimento do passo é dado por $\Delta\lambda$ ou Δx_k , (CHIANG et al., 1995).

$$\rho(\bar{x}, \lambda) = \begin{cases} \lambda - \lambda_{esp}, & \text{para } \lambda < \lambda_k \\ x_k - x_{k_{esp}}, & \text{para } \lambda > \lambda_k \end{cases} \quad (3.33)$$

- **Parametrização pelo comprimento do arco:** é realizada sobre todos parâmetros λ e \bar{x} por meio do comprimento do arco s e o comprimento do passo é dado por Δs .

$$\Delta s^2 = \sum_{x_i \in \bar{x}} [x_i - x_i(s)]^2 + [\lambda - \lambda(s)]^2 \quad (3.34)$$

$$\rho(\bar{x}, \lambda) = -(s - s_{esp})^2 + \sum [x_i - x_i(s)]^2 + [\lambda - \lambda(s)]^2 = 0 \quad (3.35)$$

De maneira geral, os valores especificados serão iguais aos valores previstos para o referido parâmetro na etapa seguinte (predição).

No ANAREDE, o algoritmo empregado para realizar o FCC aplica sucessivos incrementos de carga até se atingir o ponto de máximo carregamento com certa tolerância, evidenciando a adoção de uma parametrização física. Ao adicionar a opção **PARM** no código de execução **EXIC** é ativado o fluxo de potência continuado parametrizado que permite a obtenção da parte inferior (instável) da curva *PV* (CEPEL, 2019).

A relevância das soluções de baixa tensão depende da característica da carga. Como, neste trabalho, as potências consumidas pelas cargas do sistema serão consideradas independentes da tensão, não se faz necessária obtenção da parte inferior da curva *PV*. Sendo assim, para reduzir o esforço computacional empregado, apenas a sua parte superior foi calculada.

3.5 Predição

Após definir a parametrização do problema do fluxo de carga, a fase seguinte consiste fornecer uma estimativa para a próxima solução. Frequentemente, a literatura compreende dois tipos de preditores: o preditor tangente, baseado em equações diferenciais, e o preditor secante, baseado na extrapolação polinomial (CHIANG et al., 1995).

O **preditor tangente** depende da parametrização utilizada. Ao se adotar uma parametrização física, o vetor tangente, que equivale à matriz jacobiana do fluxo de carga continuado, é a matriz presente na equação (3.36). Esta equação é a forma matricial da derivada da equação (3.31), adotando $\Delta\lambda = \pm 1$.

$$\begin{bmatrix} D_{\bar{x}}\bar{f} & D_{\lambda}\bar{f} \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\bar{x} \\ \Delta\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

Resolvendo o sistema acima e por meio da equação (3.37), tem-se uma previsão da próxima solução numerada por $\mu + 1$ e destacada por acento circunflexo a fim de representar uma estimativa, partindo da solução anterior de número μ , com σ igual ao comprimento do passo, que, neste caso, é o próprio módulo de $\Delta\lambda$.

$$\begin{bmatrix} \hat{\bar{x}} \\ \hat{\lambda} \end{bmatrix}^{\mu+1} = \begin{bmatrix} \bar{x} \\ \lambda \end{bmatrix}^{\mu} + \sigma \begin{bmatrix} \Delta\bar{x} \\ \Delta\lambda \end{bmatrix}^{\mu} \quad (3.37)$$

O **preditor secante**, por sua vez, utiliza um polinômio de grau 1, portanto, de uma reta, passando pelas duas últimas soluções a fim de se encontrar o vetor que indica a direção provável da solução seguinte. Através dele, é possível prever a próxima solução pela equação (3.38).

$$\begin{bmatrix} \hat{\bar{x}} \\ \hat{\bar{\lambda}} \end{bmatrix}^{\mu+1} = \begin{bmatrix} \bar{x} \\ \bar{\lambda} \end{bmatrix}^{\mu} + \sigma \left(\begin{bmatrix} \bar{x} \\ \bar{\lambda} \end{bmatrix}^{\mu} - \begin{bmatrix} \bar{x} \\ \bar{\lambda} \end{bmatrix}^{\mu-1} \right) \quad (3.38)$$

O vetor secante é uma aproximação do vetor tangente cuja obtenção, por ser mais simples, apresenta maior eficiência computacional, entretanto, exige o conhecimento de pelo menos duas soluções. Assim, é comum o uso do preditor tangente para se obter somente a primeira solução consecutiva ao caso base, de modo a permitir, em seguida, a utilização do preditor secante.

3.6 Correção

De posse da solução prevista, é possível aplicar um método numérico para resolver as equações algébricas não lineares do fluxo de carga estendido (adicionado da equação ρ) e obter a nova solução do problema. Esta etapa é chamada correção e, nela, a resolução do fluxo de potência é geralmente feita através do método de Newton-Raphson.

Ao utilizar o método de Newton-Raphson, é possível considerar, conforme mostrado, a inclusão de limites operativos e ações de controle do sistema elétrico de potência analisado. No ANAREDE, as mesmas opções do fluxo de potência podem ser ativadas para o fluxo de potência continuado (CEPEL, 2019).

3.7 Controle do Comprimento do Passo

O controle do comprimento do passo está diretamente relacionado à eficiência computacional associada ao método da continuação. Estabelecer um comprimento do passo muito pequeno pode parecer seguro, no entanto, torna o método ineficiente computacionalmente, já que promove o cálculo de uma grande quantidade de soluções muito próximas. Por outro lado, um comprimento de passo muito grande pode fornecer uma aproximação da solução prevista distante da próxima solução, o que também leva à ineficiência computacional do método, uma vez que o corretor exigirá diversas iterações para convergir ou até mesmo, em casos mais extremos, diverge (CHIANG et al., 1995).

O melhor a ser feito é realizar o controle do comprimento do passo de modo que sejam usados passos mais largos para a parte em que o problema se aproxima da linearidade, no começo da curva PV , e, à medida que se aproxima do ponto de bifurcação, os passos se tornam menores. Existem diversas formas de se realizar este controle e, geralmente, estão relacionados ao tipo de parametrização empregado.

O fluxo de potência continuado do ANAREDE, ao realizar a parametrização física, dispõe de uma lógica que, ao verificar a não convergência ou divergência do fluxo de potência (corretor), para um determinado patamar de carga (λ), o último caso convergido correspondente à um nível de carga menor é restabelecido e um novo incremento de carga ($\Delta\lambda$) inferior ao que estava sendo utilizado é aplicado (CEPEL, 2019).

Esse controle, para o ANAREDE, está diretamente relacionado ao critério ideal de parada do método, indicando que o sistema atingiu o seu ponto de máximo carregamento naquela direção especificada. A parada ocorre quando, no cálculo do fluxo de potência (corretor), não se encontra a solução por um número de vezes consecutivas maior do que define a constante especificada DMAX ou quando o incremento de carga a ser aplicado em uma barra do sistema ($\Delta\lambda_k$) é menor que a constante ICMN também especificada. O fluxo de carga continuado pode cessar também ao atingir o número máximo de fluxos de carga (μ_{max}) definido na constante ICIT ou, ainda, um dos limites de máximo crescimento da carga definido no código **DINC** (CEPEL, 2019), o qual pode ser indicado caso se saiba previamente que $\lambda_{PMC} < \lambda_{max}$. A sutil diferença entre os dois primeiros critérios e os dois últimos é que aqueles se relacionam à precisão desejada do método, enquanto estes, à sua possível divergência.

4 OBTENÇÃO DA MET DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO PAULISTA

Por meio do fluxo de carga continuado é possível obter a curva PV do sistema e, consequentemente, a sua margem de estabilidade de tensão. Logo, essa técnica de análise estática, pode ser utilizada no planejamento do sistema elétrico de potência, para avaliar pontos de operação futuros dada certa configuração da rede. O grande problema em se utilizar esta ferramenta para este fim, reside no fato de que uma importante consideração a ser feita, além da topologia da rede, é a direção do crescimento de carga.

Para investigar os impactos das diferentes direções da carga na margem de estabilidade de tensão da área elétrica compreendida pelo estado de São Paulo, será utilizada a ferramenta Fluxo de Potência Continuado do *software* ANAREDE. A princípio, é definido um caso base de fluxo de potência que servirá como ponto inicial do método da continuação. Adicionalmente, são selecionados os controles a serem considerados na resolução do fluxo de potência, os critérios de parada e uma direção de crescimento de carga.

Com relação ao procedimento empregado neste trabalho para a análise da MET, cabe destacar, primeiramente, as premissas adotadas. Em seguida, são apresentados e discutidos os resultados das simulações.

4.1 Premissas Adotadas

No contexto de planejamento elétrico do sistema elétrico brasileiro, os dois principais textos produzidos anualmente que servem de referência são o Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão (PAR) e o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE). Ambos permitem um diagnóstico do sistema futuro a fim de investigar e indicar soluções para mitigar ou eliminar os problemas operativos previstos. Além dos respectivos relatórios, dois produtos importantes gerados por cada um deles são os casos de fluxo de potência e de curto-circuito com a topologia prevista para o SIN.

O PAR é produzido pelo ONS e apresenta um horizonte de 5 anos, enquanto que o PDE é produzido pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e, como o próprio nome indica, tem um horizonte de 10 anos com alguns casos prospectivos de 3 anos adicionais. Com as obras indicadas por esses dois agentes, o Ministério de Minas e Energia consolida no Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE) os empreendimentos de transmissão necessários para o atendimento de geração, de carga e de aumento de confiabilidade do SIN (ANEEL, 2019).

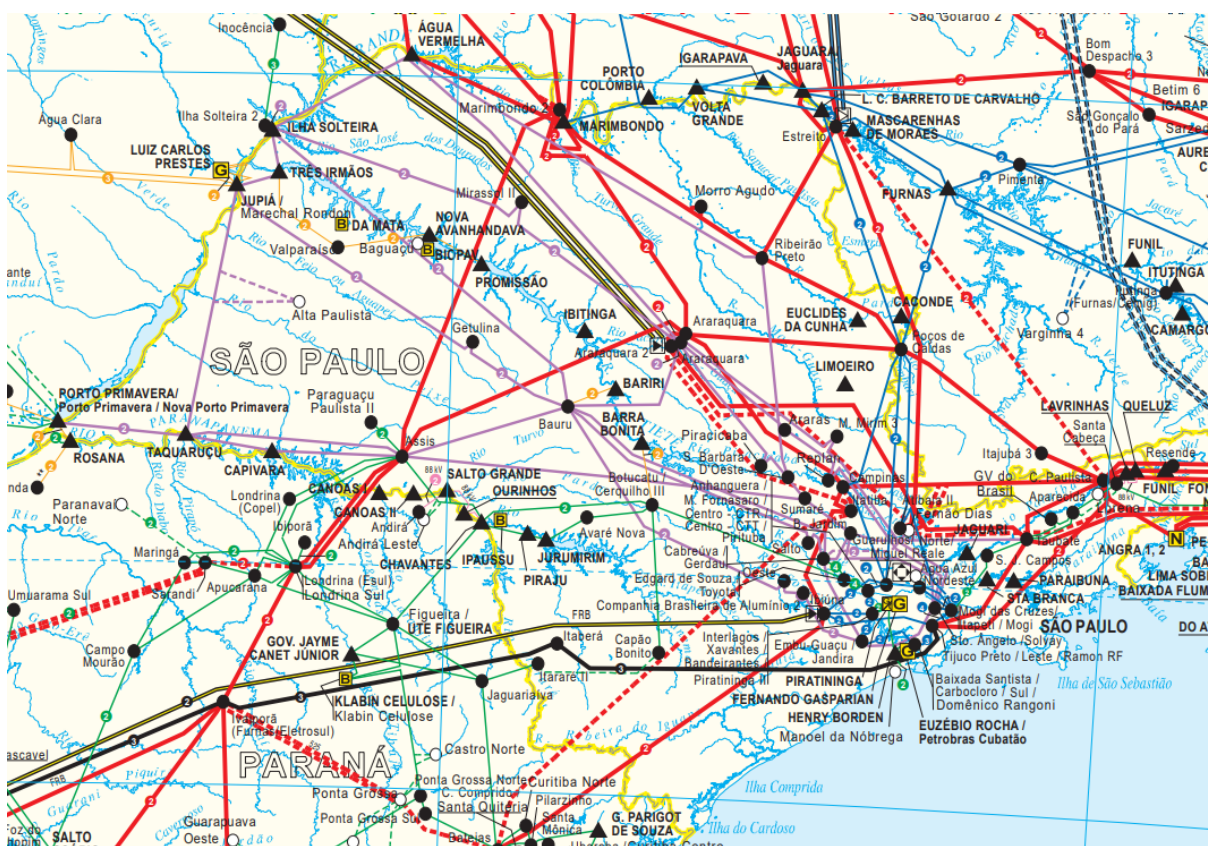
A outorga de novas concessões para linhas de transmissão e subestações no Brasil são licitadas através de leilões de transmissão pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial criada para regular o setor elétrico brasileiro.

A EPE, com base no PDE, realiza estudos para subsidiar a definição das obras a serem licitadas, dando origem ao relatório R1. Assim, o PDE geralmente engloba, além das futuras concessões já licitadas, aquelas que ainda irão para leilão.

Embora os casos do Plano Decenal sejam os utilizados no âmbito de planejamento de mais longo prazo para analisar alternativas de expansão da rede, o caso base a ser usado aqui será o referente ao último ano do horizonte dos casos de referência do PAR 2019-2023, emitido no final de 2018. Essa escolha se deve ao fato de que no PAR já se tem bem definidos os novos empreendimentos que farão parte do SIN, ou seja, a topologia da rede está melhor definida, e, a partir daí, que é necessário se investigar novos pontos de atenção e possíveis problemas.

O estado de São Paulo apresenta uma rede de transmissão bastante malhada. No mapa da Figura 20, constam as subestações e linhas de transmissão, no ano 2023, pertencentes à chamada Rede Básica do SIN, que se refere às instalações com tensões superiores à 230 kV.

Figura 20: Mapa geoeletrico do estado de São Paulo em 2023.



Fonte: (ONS, 2018b).

Na Figura 20, as linhas de transmissão de 765 kV estão em preto; as linhas de 500 kV, em vermelho; as de 440 kV, em lilás; as de 345 kV estão em azul; e, por fim, em

verde, estão as linhas de 230 kV. Há algumas linhas em alaranjado de 138 kV, as quais não estão representadas em sua totalidade. As linhas pontilhadas são os circuitos futuros, que não existem hoje, mas estão previstos para entrar em operação até o ano de 2023. As linhas escuras com interior amarelo são as linhas de corrente contínua, que chegam em Araraquara, Estreito e Ibiuna.

Os casos do PAR são divididos nos patamares de carga leve, média e pesada, tais patamares são definidos segundo intervalos horários e podem ser encontrados no Submódulo 5.6 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2018d). Contudo, o PAR 2019-2023 não contou com casos de carga pesada. Anteriormente, os nomes realmente se referiam aos horários de menor, intermediário e maior consumo. Atualmente, a demanda de ponta se encontra não mais no patamar de carga pesada, mas no de carga média, uma vez que passou a ocorrer no fim da tarde.

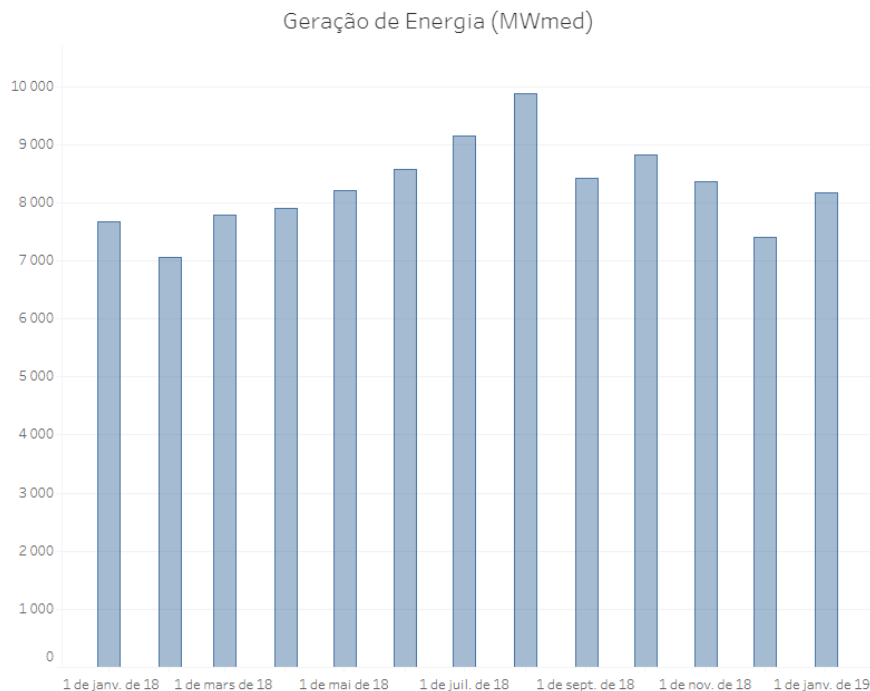
Um cenário de maior consumo provavelmente deve apresentar gerações mais elevadas, taps mais excursionados e elementos de compensação reativa ligados, logo, o caso referente ao patamar de carga média será o considerado como ponto inicial do fluxo de carga continuado neste trabalho.

Além dos patamares de carga, os casos de referência também são divididos nos períodos de entressafra (verão), que compreende dos meses de outubro a março, e safra (inverno), entre os meses de abril a setembro. No período de safra, há o aumento acentuado da geração térmica e a redução da geração hidrelétrica no estado de São Paulo, inclusive por ser um período menos chuvoso. Assim, nos meses de inverno, é comum que a geração deste estado como um todo passe a ser levemente maior, como pode ser observado no gráfico da Figura 21, que apresenta a potência média gerada pelas usinas de São Paulo durante o ano de 2018.

Apesar de o ANAREDE possibilitar o redespacho de potência ativa, a fim de analisar com mais profundidade as incertezas das cargas, não será realizado o redespacho de geração e todo incremento de potência será compensado pela barra de referência. Como o crescimento de carga a ser analisado será em todo o estado e à medida que o consumo aumenta, o ideal seria aumentar a geração, acionando, por exemplo, as usinas térmicas da região, optou-se por fazer as análises no cenário referente ao período de inverno, no qual a geração na área estudada é mais elevada.

Normalmente, a projeção do consumo das cargas do SIN para um horizonte de longo prazo é feito pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição. Diversas cargas futuras são decorrentes de novos acessos à rede, os quais impõem um grande montante de carga em determinados pontos do sistema. Entretanto, devido à sua baixa previsibilidade, geralmente, é considerado apenas o crescimento vegetativo das cargas existentes. Portanto, a possibilidade de haver novos acessos de grandes consumidores e/ou geradores à rede será desconsiderada nas análises.

Figura 21: Geração de energia no estado de São Paulo.



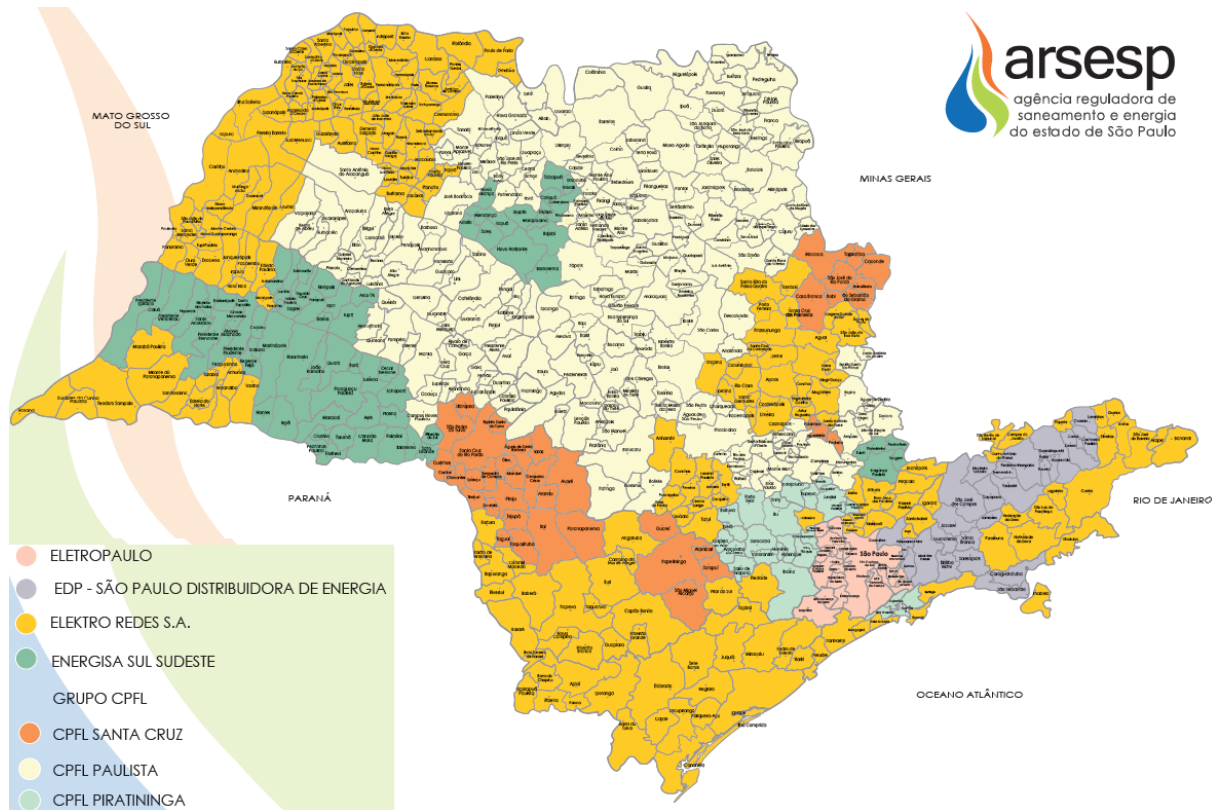
Fonte: (ONS, 2019a).

As áreas de concessão de distribuição de energia elétrica e as respectivas concessionárias responsáveis pelo serviço são exibidas na Figura 22. Na representação do SIN nos casos do ONS, as áreas das barras estão relacionadas às suas áreas e empresas de concessão. Além das distribuidoras, as barras também são separadas quanto à transmissora, que são basicamente a ISA CTEEP e FURNAS.

Com isso, neste trabalho, tais áreas serão consideradas como subregiões com diferentes crescimentos de carga, permitindo avaliar como a MET do sistema se altera ao alterar as proporções de crescimento entre as subregiões. Cada barra também poderia ser tratada na sua individualidade, originando inúmeras combinações de taxas de incremento de carga e, portanto, inúmeras direções de crescimento de carga do sistema.

No Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2018c) é colocado que o fator de potência deve permanecer constante durante o processo de incremento de carga em uma área estudada. Assim, neste trabalho, o fator de potência das cargas foram mantidos durante o processo, entretanto, seu valor foi alterado no caso base conservando a potência ativa original e alterando apenas a potência reativa. Certamente, isso gera outro ponto inicial no espaço (P, Q, V) , mas que representa um mesmo carregamento P do sistema. Devido à falta de conhecimento da faixa real na qual o fator de potência de cada carga pode variar, foram considerados os limites estabelecidos no Submódulo 3.6 (ONS, 2019c), o qual, define, para cargas (consumidor), as faixas da Tabela 1.

Figura 22: Área de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica.



Fonte: (AGÊNCIA REGULADORA DE SANEAMENTO E ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO, 2019).

Tabela 1: Faixa de fator de potência no ponto de conexão às instalações sob responsabilidade de transmissora.

Tensão nominal do ponto de conexão	Faixa de fator de potência
$V_n \geq 345 \text{ kV}$	0,98 indutivo a 1,0
$69 \text{ kV} \leq V_n < 345 \text{ kV}$	0,95 indutivo a 1,0
$V_n < 69 \text{ kV}$	0,92 indutivo a 1,0 0,95 capacitivo a 1,0

Fonte: (ONS, 2019c).

Como este trabalho visa uma análise de longo prazo, devem ser consideradas as atuações de alguns importantes controles. Logo, durante a execução do fluxo de potência, foram ativados o controle automático de *taps* dos LTCs, o controle de geração de reativo das barras *PV*, o controle dos limites de tensão das barras *PQ* e o controle remoto de tensão. Além disso, o erro máximo especificado para a obtenção do ponto de máximo carregamento foi de 0,01% em todos os casos simulados.

Por fim, cabe mencionar os valores aceitáveis para a MET. O Submódulo 23.3 (ONS, 2018c) estabelece como critério geral que as margens de segurança de tensão para

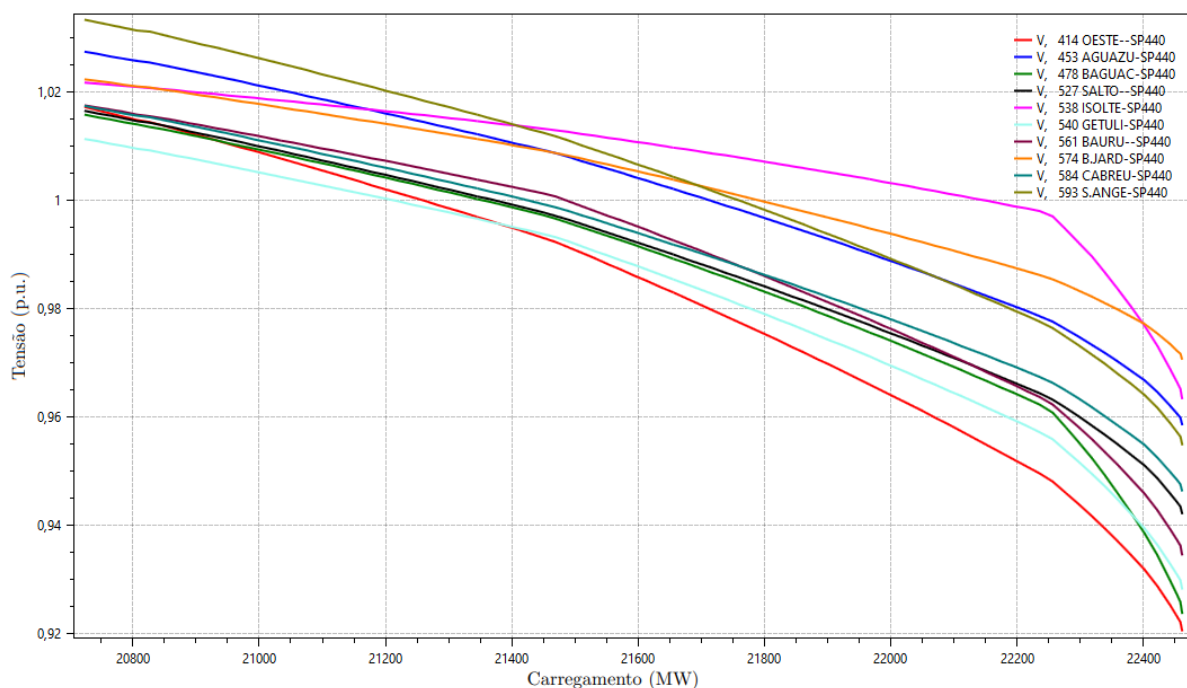
estudos de planejamento da operação sejam de 7% em estudos com a rede completa e 4% com a rede incompleta, isto é, considerando contingências.

4.2 Resultados das Simulações

Conforme discutido, o caso base de fluxo de potência em análise foi o do ONS do PAR 2019-2023 referente ao ano 2023, período de safra e patamar de carga média.

Primeiramente, obteve-se a curva *PV* para o caso base com todas as cargas crescendo à mesma proporção, o qual será designado por **caso A**. O resultado obtido pode ser observado na Figura 23, onde são apresentadas as curvas *PV* de algumas das barras de 440 kV da região de São Paulo. A rede de 440 kV é a mais exigida com o aumento das cargas do sistema, uma vez que a UHE Ilha Solteira, que é a barra de referência e, portanto, a responsável por aumentar a geração de potência ativa no sistema, está conectada ao SIN através desta tensão.

Figura 23: Curvas *PV* de barras de 440 kV para o **caso A**.

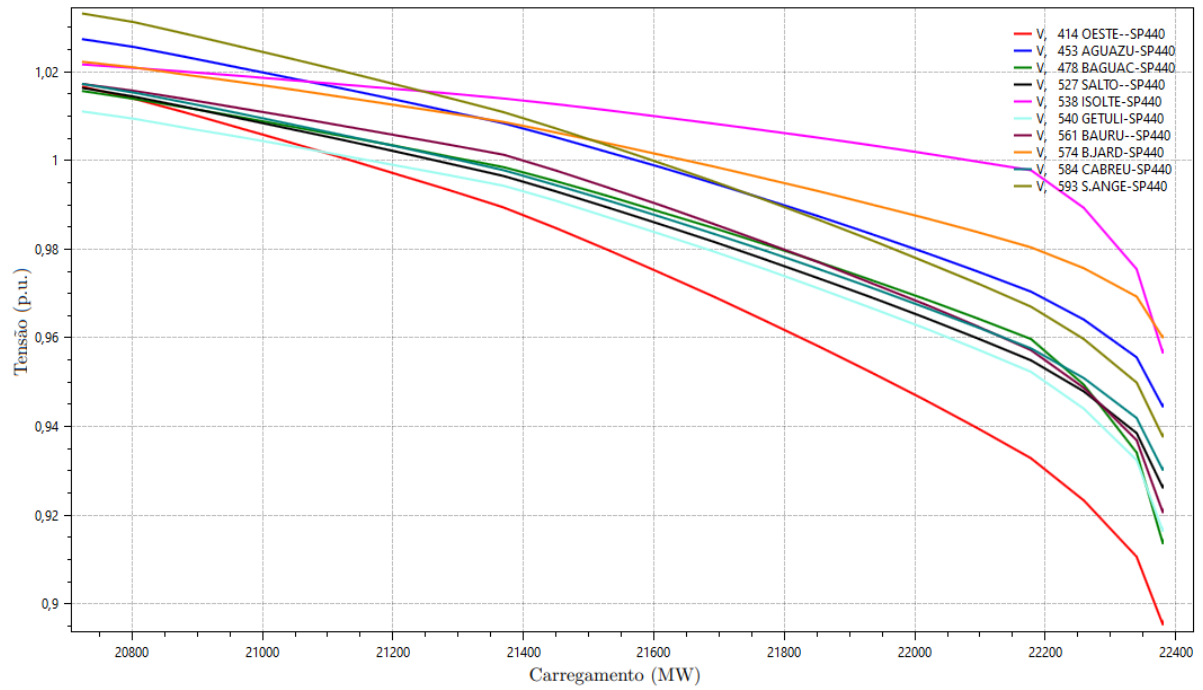


Fonte: Elaborada pela autora.

Neste caso, a margem de estabilidade de tensão obtida foi de 8,39%.

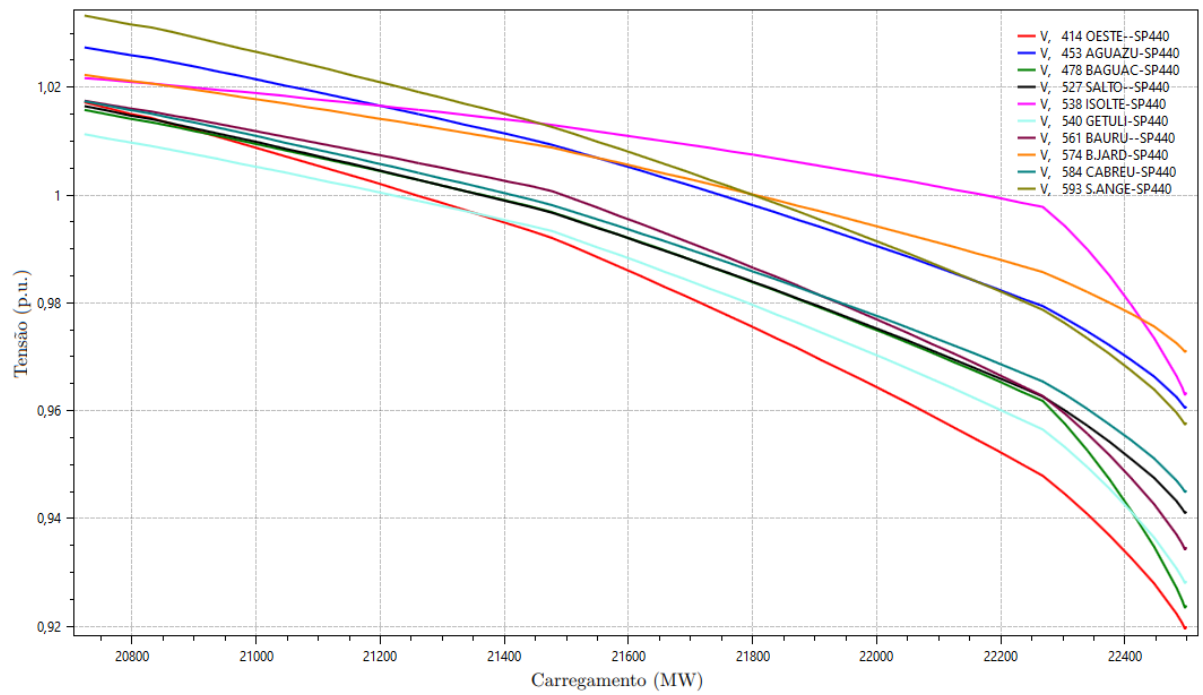
Em seguida, com as barras da área São Paulo divididas em subregiões conforme as respectivas áreas de concessão, determinadas áreas tiveram sua taxa de crescimento elevada em 10 vezes com relação às demais. Dessa forma, na execução do FCC algumas barras tiveram um crescimento de 1% de um ponto de operação para o seguinte, enquanto que as demais tiveram um crescimento marginal de apenas 0,1% entre dois casos consecutivos.

Figura 24: Curvas PV de barras de 440 kV para o caso B.



Fonte: Elaborada pela autora.

Figura 25: Curvas PV de barras de 440 kV para o caso C.



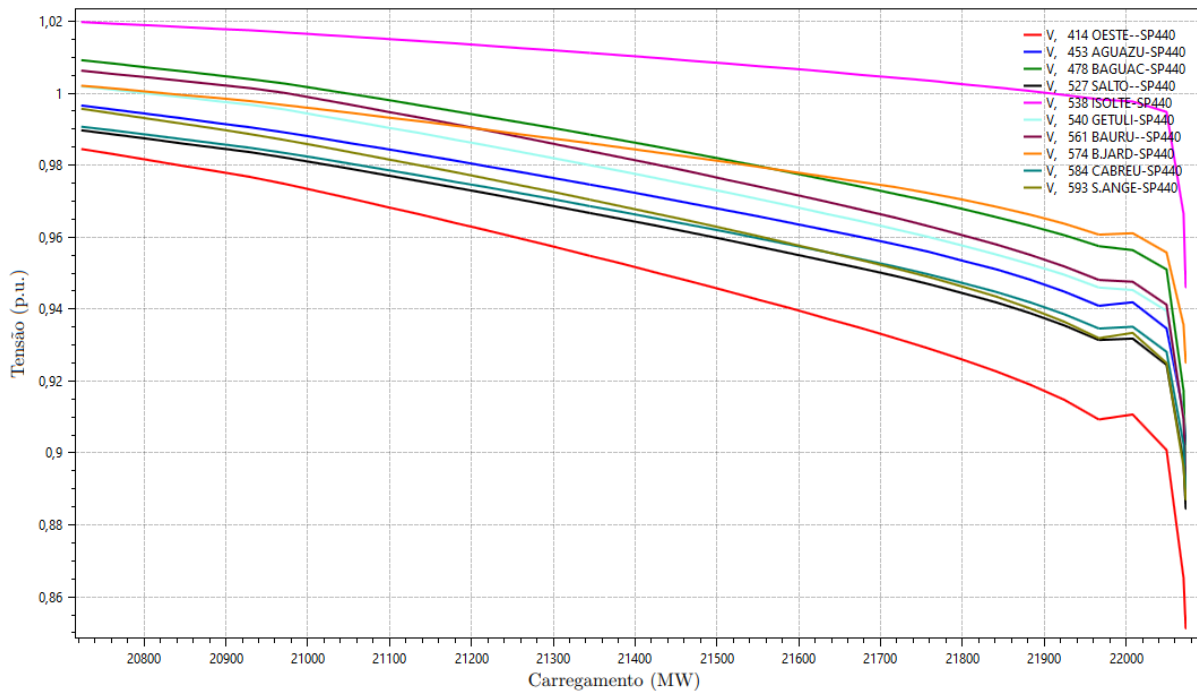
Fonte: Elaborada pela autora.

Considerando, portanto, a região nas proximidades com a capital, chamada de Grande São Paulo, e do litoral paulista crescendo em taxas maiores, denominado aqui como **caso B**, foi verificada uma redução da MET, como apresentado nas curvas *PV* da Figura 24. Neste caso, as áreas de concessão com proporção de crescimento superior foram as da Eletropaulo (Enel), a parte da ISA CTEEP referente à Grande São Paulo, da CPFL Piratininga, da EDP São Paulo e a parte nas proximidades do litoral da Elektro. A MET obtida neste caso foi 8,00%.

Por outro lado, um crescimento mais acentuado na região interior do estado sentido noroeste, que compreende as áreas de concessão da CPFL Paulista, da Energisa e parte da Elektro, designado por **caso C**, provocou um aumento da margem, como mostra a Figura 25. A MET obtida foi 8,57%. Este comportamento era esperado, uma vez que a região da capital e do litoral estão mais distantes da usina de Ilha Solteira, o que provoca um maior afundamento da tensão. Já o noroeste é a própria região aonde se encontra a usina, o que torna a queda de tensão menos acentuada.

A próxima modificação realizada foi reduzir os fatores de potência a fim de chegar ao valor mínimo da faixa permitida nos Procedimentos de Rede, o que originou o **caso D**. Foi verificado, para um grande quantidade de barras um valor inferior aos limites. Nesses casos, foram matidos os fatores de potência baixos e modificados apenas os que ainda estavam dentro dos limites. Dessa forma, obteve-se uma margem de estabilidade de tensão de 6,53%, como pode ser verificado através das curvas *PV* apresentadas na Figura 26.

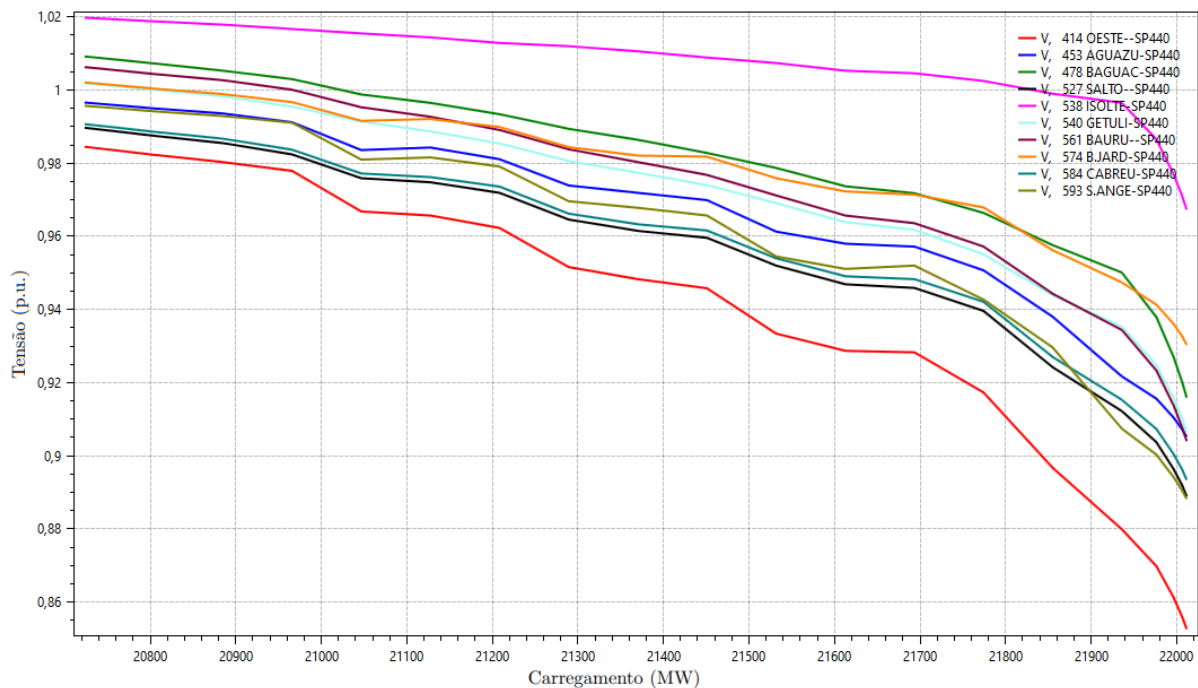
Figura 26: Curvas *PV* de barras de 440 kV para o **caso D**.



Fonte: Elaborada pela autora.

Neste caso, o crescimento de carga nas barras foi mantido uniforme, mas também poderiam ser modificadas as taxas a fim de se alcançar uma margem de estabilidade ainda mais crítica. Utilizando, então, o mesmo crescimento mais acentuado na Grande São Paulo e no litoral, foi feito o **caso E**, do qual se obteve uma MET de 6,22%, conforme as curvas da Figura 27. Nestes dois últimos casos, houve violação do critério de segurança que estabelece 7% de margem para a rede completa. De fato, são casos mais estressados e, a depender do cenário futuro, podem ter poucas ou muitas chances de se efetivarem.

Figura 27: Curvas *PV* de barras de 440 kV para o **caso E**.

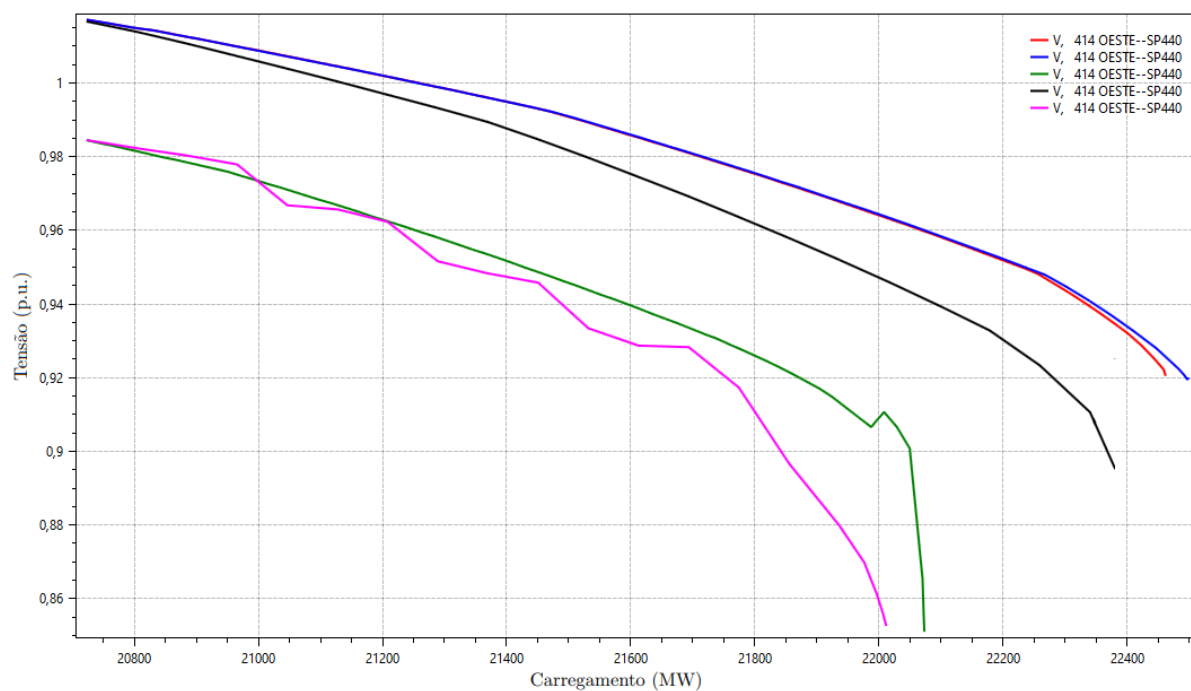


Fonte: Elaborada pela autora.

Um fator bastante preocupante nos gráficos obtidos é que na maior parte dos casos, o máximo carregamento é atingido em tensões próximas às tensões de operação aceitáveis. A tensão mínima permitida em regime normal de operação, ou seja, com a rede completa, é 0.95 p.u. para o nível de 440 kV.

Por fim, a Figura 28 exhibe as curvas *PV* de uma mesma barra para os diferentes casos simulados. Em vermelho, está a curva para o **caso A**, que por sua vez se encontra entre as curvas do **caso B**, em preto, e do **caso C**, em azul. Começando em um ponto de tensão inferior, estão o **caso D**, em verde, e o **caso E**, em magenta. Os valores das METs em cada um desses casos estão agrupados na Tabela 2.

Figura 28: Curvas PV da barra de 440 kV da subestação Oeste para os casos simulados com distintas direções de crescimento de carga.



Fonte: Elaborada pela autora.

Tabela 2: Margens de Estabilidade de Tensão dos casos simulados.

Caso simulado	Descrição	MET
Caso A	Crescimento uniforme em todas as áreas	8,39%
Caso B	Crescimento mais acentuado na Grande São Paulo e no litoral paulista	8,00%
Caso C	Crescimento mais acentuado no noroeste paulista	8,57%
Caso D	Crescimento uniforme nas áreas com fator de potência das cargas reduzido	6,53%
Caso E	Crescimento mais acentuado na Grande São Paulo e no litoral com fator de potência das cargas reduzido	6,22%

Fonte: Elaborada pela autora.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho permite uma melhor compreensão da influência da carga na instabilidade de tensão de um sistema elétrico de potência, da metodologia de obtenção da curva *PV* através do fluxo de carga continuado e da formulação da direção de crescimento de carga. Este parâmetro, fornecido como entrada do FCC, geralmente é tido como conhecido. Contudo, a análise do crescimento da carga para o longo prazo traz incertezas e, a depender das premissas e técnicas de cálculo adotados, pode-se chegar a diferentes direções de crescimento da carga.

Com as simulações realizadas no *software* ANAREDE, foi possível concluir, que a margem de estabilidade de tensão da rede de transmissão do estado de São Paulo é bastante influenciada pela direção de crescimento considerada no estudo. Embora não tenham sido contempladas todas as possíveis direções de crescimento de carga, pode-se obter valores para a MET variando em uma faixa de 2,35% na análise da área São Paulo. Com essa variação, foi possível encontrar direções de crescimento de carga que sugerem uma operação segura, mas também direções que tornam aquele ponto de equilíbrio inseguro do ponto de vista de estabilidade de tensão.

Pelo que foi observado, o fator de potência pode ter mais impacto na MET do que as diferentes proporções de crescimento de carga entre as barras do sistema.

5.1 Trabalhos Futuros

Graças à análise crítica proporcionada, este trabalho abre espaço para a proposição métodos de análise estática de estabilidade de tensão baseados nas incertezas da direção de crescimento da carga. Segundo o Submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2018c), embora a segurança de tensão seja tradicionalmente avaliada por meio de métodos determinísticos, métodos de avaliação probabilísticos podem ser necessários devido ao aumento da complexidade do sistema ou do grau de incertezas.

Uma possível abordagem, é a realização de um grande número de simulações determinísticas para diferentes direções de crescimento da carga de cada barra do sistema sorteadas aleatoriamente, através do método de Monte Carlo. Dessa forma, é possível verificar a probabilidade de um sistema elétrico ter a sua margem de estabilidade de tensão acima de um determinado limite de segurança estabelecido, como aquele definido nos Procedimentos de Rede (ONS, 2018c).

Outra maneira de considerar tais incertezas é inserindo-as no equacionamento matemático do problema e definindo as seu valor médio e desvio padrão, juntamente com os limites máximos e mínimos para o conjunto de parâmetros.

Sem dúvidas, ao realizar o redespacho da geração, os resultados obtidos para o problema podem ser bastante diferentes, provavelmente aumentando a margem de segurança quanto a estabilidade de tensão aqui avaliada. Portanto, outra abordagem, seria utilizar o fluxo de potência ótimo para maximizar a MET através do redespacho das usinas dados seus respectivos limites de geração. A combinação de incertezas no crescimento da carga e da geração também podem ser uma interessante abordagem para a definição da provável margem de segurança de tensão do sistema.

Outro ponto a ser considerado, é a análise de contingências na área elétrica estudada. Certamente, a contingência mais crítica dentre um conjunto de contingências definido deve depender da direção de crescimento de carga escolhida.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Programas de licitação de transmissão**. 2019. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/programas-de-transmissao>>. Acesso em: 25 out. 2019.

AGÊNCIA REGULADORA DE SANEAMENTO E ENERGIA DO ESTADO DE SÃO PAULO. **Mapa de concessionárias**. 2019. Disponível em: <<http://www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/energia-eletrica/informacoes-tecnicas.aspx>>. Acesso em: 25 out. 2019.

AJJARAPU, V.; CHRISTY, C. The continuation power flow a tool for steady state voltage stability analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 416–423, Feb. 1992.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-1**: Transformadores de potência - parte 1: Generalidades. Rio de Janeiro, 2007. 95 p.

CARMO, M. E. B. **Uso de nomogramas para análise dos limites de estabilidade de tensão de sistemas elétricos de potência**. 2015. Trabalho de Conclusão do Curso (Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2015.

CAÑIZARES, C. A.; ALVARADO, F. L. Point of collapse and continuation methods for large AC/DC systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 1, p. 1–8, Feb. 1993.

CAÑIZARES, C. A. et al. Point of collapse methods applied to AC/DC power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 2, p. 673–683, May 1992.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **Programa análise de redes - manual do usuário**. V11.02.04. Rio de Janeiro: CEPEL; DRE, 2019.

CHIANG, H.-D. et al. Cpfloor: A practical tool for tracing power system steady-state stationary behavior due to load and generation variations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 623–634, May 1995.

CHIANG, H.-D.; JEAN-JUMEAU, R. Toward a practical performance index for predicting voltage collapse in electric power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 584–592, May 1995.

CIGRÉ TASK FORCE 38.02.12. **Criteria and countermeasures for voltage collapse**. Paris: Cigré, 1995. (Electra, n. 101).

CIGRÉ WORKING GROUP 38.01 TASK FORCE 03. **Planning against voltage collapse**. Paris: Cigré, 1987. 55–75 p. (Electra, n. 111).

CORTEZ, A. N. **Proposta de critério e procedimentos para avaliação da estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência**. 2001. 210 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2001.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Flexibilidade e capacidade**: conceitos para incorporação de atributos ao planejamento. Rio de Janeiro, 2018. Nota Técnica. N^o EPE-DEE-NT067/2018-r0.

GAO, B.; MORISON, G. K.; KUNDUR, P. Voltage stability evaluation using modal analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 4, p. 1529–1542, Nov 1992.

IEEE/CIGRÉ Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. Definition and classification of power system stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 2, p. 1387–1401, May 2004.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Brasil / São Paulo**. 2019. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/sp/panorama>>. Acesso em: 27 set. 2019.

KUNDUR, P. **Power system stability and control**. New York: McGraw-Hill, 1994. (Power System Engineering Series).

LOPES, B. I. L. **Estabilidade de sistemas elétricos de potência no horizonte de curto e longo prazos**. 2004. 222 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2004.

LÖF, P.-A.; ANDERSON, G.; HILL, D. J. Voltage stability indices for stressed power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 1, p. 326–335, Feb. 1993.

MANSOUR, M. R. **Método rápido para análise de contingências e seleção de controles preventivos no contexto de estabilidade de tensão**. 2013. 226 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) — Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2013.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Plano de ampliações e reforços nas instalações de transmissão do SIN**. PAR executivo 2019-2023. Rio de Janeiro, 2018. 20-33 p.

_____. **Sobre o SIN - mapas**. 2018. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 25 out. 2019.

_____. Submódulo 23.3: diretrizes e critérios para estudos elétricos. **Procedimentos de rede** — Revisão 2018.08, 2018.

_____. Submódulo 5.6: consolidação da previsão de carga para a elaboração do programa mensal da operação energética. **Procedimentos de rede** — Revisão 2018.12, 2018.

_____. **Histórico da operação - geração de energia**. 2019. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao_energia.aspx>. Acesso em: 26 out. 2019.

_____. **O que é o SIN**. 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 27 set. 2019.

_____. Submódulo 3.6: requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão. **Procedimentos de rede** — Revisão 2019.08, 2019.

PENNA, L. D. et al. Utilização da ferramenta ORGANON nos processos do ONS. In: XXI SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Florianópolis, 2011. Grupo - IX: Grupo de Estudo de Operação de Sistemas Elétricos de Potência - GOP.

PIERROU, G.; WANG, X. The effect of the uncertainty of load and renewable generation on the dynamic voltage stability margin. In: 2019 IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES EUROPE (ISGT-EUROPE). Bucareste, 2019.

QIU, Y.; ZHAO, J.; CHIANG, H.-D. Effects of the stochastic load model on power system voltage stability based on bifurcation theory. **Proceedings IEEE/PES Transmission Distribution Conference Exposition**, v. 13, p. 1426–1431, 2008.

SCHLUETER, R. A. et al. Methods for determining proximity to voltage collapse. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 1, p. 285–292, Feb. 1991.

SEYDEL, R. **Practical bifurcation and stability analysis**. 3rd ed. New York: Springer, 2009. (Interdisciplinary Applied Mathematics, 5).

STEVENSON, W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. 2^a ed. São Paulo: McGraw-Hill, 1986.

TAYLOR, C. W. **Power system voltage stability**. 1. ed. [S.l.]: McGraw-Hill, 1994.

VAN CUTSEM, T. Voltage instability: Phenomena, countermeasures, and analysis methods. **Proceedings of the IEEE**, v. 88, n. 2, p. 208–227, Feb. 2000.

VAN CUTSEM, T.; COSTAS, V. **Voltage stability of electric power systems**. 1st. ed. Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 1998. (Kluwer International Series in Engineering and Computer Science).

VAN CUTSEM, T.; VOURNAS, C. Voltage stability analysis in transient and mid-term time scales. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 1, p. 146–154, Feb. 1996.

ZHANG, J. F. et al. Voltage stability analysis considering the uncertainties of dynamic load parameters. **IET Generation, Transmission Distribution**, v. 3, p. 941–948, 2009.