

**UNIVERSIDADE REGIONAL INTEGRADA DO ALTO URUGUAI E DAS MISSÕES
PRÓ-REITORIA DE ENSINO, PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
URI – CAMPUS SÃO LUIZ GONZAGA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIAS E CIÊNCIA DA COMPUTAÇÃO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

SIBELE TAVARES MÜLLER

**SIMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO NO SOFTWARE
ANAREDE PARA A ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO DO MODELO
IEEE-30 BARRAS**

SÃO LUIZ GONZAGA - RS

2019

SIBELE TAVARES MÜLLER

**SIMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO NO SOFTWARE
ANAREDE PARA A ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO DO MODELO
IEEE-30 BARRAS**

**Trabalho de conclusão de curso
apresentado como requisito parcial à
obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica, Departamento de
Engenharias e Ciência da Computação da
Universidade Regional Integrada do Alto
Uruguai e das Missões – Campus de São
Luiz Gonzaga.**

**Orientador(a): Orientador: Prof. Dr. Diego
Roberto Morais**

SÃO LUIZ GONZAGA - RS

2019

SIBELE TAVARES MÜLLER

**SIMULAÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO NO SOFTWARE
ANAREDE PARA A ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO DO MODELO
IEEE-30 BARRAS**

**Trabalho de conclusão de curso
apresentado como requisito parcial à
obtenção do grau de Bacharel em
Engenharia Elétrica, Departamento de
Engenharias e Ciência da Computação da
Universidade Regional Integrada do Alto
Uruguai e das Missões – Campus de São
Luiz Gonzaga.**

São Luiz Gonzaga, 18 de novembro de 2019.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Diego Roberto Morais – orientador
Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões

Prof. Ms. Alison Fernando Marchioro – avaliador
Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões

Prof. Dr. Bruna Avila Wiethan – avaliadora
Universidade Regional Integrada do Alto Uruguai e das Missões

Dedico este trabalho ao meu filho Miguel que ilumina meus dias com seu sorriso.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer à Deus por ter me concedido força, saúde e coragem para conquistar meus objetivos.

À minha família pela compreensão e persistência em manter-se presente em minha vida apesar da minha ausência devido aos estudos. Ao meu namorado, Cicero, companheiro de estudos e de vida, amigo de faculdade e futuro colega de profissão, por me animar e alegrar nos momentos de maior cansaço, pela doce, preciosa e imprescindível parceria e colaboração durante todos os anos do curso. Ao meu filho Miguel por me inspirar e por tornar esse período mais ameno e sereno.

Ao professor orientador Diego Roberto Morais pela sua colaboração que veio à acrescentar ao resultado final deste trabalho.

Em especial ao professor Alison Fernando Marchioro pela maestria na docência da cadeira que deu origem ao presente trabalho. Agradeço também ao seu apoio e auxílio valiosos que propiciaram sua execução.

Aos colegas de curso pelos anos de convivência e pelo companheirismo no decorrer destes anos de faculdade.

À URI de São Luiz Gonzaga, ao curso de Engenharia Elétrica e aos professores por todo o conhecimento proporcionado.

À todos que de alguma forma auxiliariam neste percurso.

Se cheguei até aqui é porque me apoiei sobre o ombro de gigantes.

(Isaac Newton)

RESUMO

Os sistemas elétricos de potência são responsáveis pelo fornecimento energia elétrica com qualidade de forma constante e segura aos consumidores. Entretanto, os sistemas elétricos de potência estão continuamente expostos à perturbações que afetam diretamente sua operação podendo inclusive causar a interrupção dos serviços, devido à sua complexidade e magnitude. Desta forma, são necessárias ferramentas que possibilitem direcionar a operação para condições seguras e adequadas. Neste contexto, tem-se o Fluxo de Potência Continuado que permite a obtenção das condições da operação por meio da análise da Margem de Estabilidade de Tensão e dos níveis de tensão através das curvas PV e QV. Através destas análises pode-se determinar as medidas necessárias para manter a operação sob circunstâncias seguras, além de fornecer noções relevantes o planejamento apropriado dos sistemas elétricos. Deste modo, este trabalho pretende contribuir aos estudos de estabilidade de tensão através da revisão bibliográfica do tema e de assuntos relacionados, bem como através da realização de simulações Fluxo de Potência Continuado no software ANAREDE para diferentes cenários de compensação de potência reativa com o intuito de analisar o comportamento do modelo IEEE-30 barras perante o incremento de carga.

Palavras-chave: Análise estática. Newton-Raphson. Método parametrizado. Análise do vetor tangente. Curva PV. Curva QV.

ABSTRACT

Electric power systems are responsible for providing constant and safe quality electrical power to consumers. However, electrical power systems are exposed to disturbances that directly affect their operation and may even cause service interruption due to their complexity and magnitude. Thus, tools are needed to direct the operation to safety conditions and requirements. In this context, there is the Continuous Power Flow that allows the use of operating conditions by analyzing the Voltage Stability Margin and the movement voltage levels of the PV and QV curves. Through these analyzes you can determine how to maintain safe operation, provide relevant notions or plan the proper electrical systems. In this way, this work contributes to studies of voltage stability through the literature review of related themes and subjects, as well as by performing Continuous Power Flow simulations in ANAREDE software for different reactivity compensation programs in order to analyze the behavior of the system. IEEE-30 model, bars or load increment.

Keywords: Static analysis. Newton-Raphson. Parameterized method. Tangent vector analysis. PV curve. QV curve.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Classificação da estabilidade do SEP	18
Figura 2 – Sequência dos passos de resolução do FPC	27
Figura 3 – Curva QV	28
Figura 4 – Margem de potência de reativos	29
Figura 5 – Curva PV	30
Figura 6 – Método da hipotenusa	32
Figura 7 – MET	32
Figura 8 – Diagrama do modelo IEEE-30 barras	35
Figura 9 – Configuração das constantes de simulação	40
Figura 10 - Seleção dos controles para simulação.....	41
Figura 11 – Incremento de carga	42
Figura 12 – Diagrama do modelo IEEE-30 barras para o cenário 1.....	43
Figura 13 – Diagrama do modelo IEEE-30 barras para o cenário 2.....	44
Figura 14 – Compensação <i>Shunt</i> adicionada à barra 26.....	45
Figura 15 - Compensação <i>Shunt</i> adicionada à barra 30.....	45
Figura 16 – Diagrama do modelo IEEE-30 barras para o cenário 3.....	46
Figura 17 – Diagrama do modelo IEEE-30 barras para o cenário 4.....	47
Figura 18 – Diagrama do modelo IEEE-30 barras para o cenário 5.....	48
Figura 19 - Mensuração do PO.....	49
Figura 20 - Detalhe de aferição do PO	49
Figura 21 – Medição do PMTP	49
Figura 22 – Curva PV do cenário 1	50
Figura 23 – Curva PV do cenário 2	52
Figura 24 – Curva PV do cenário 3	54
Figura 25 – Curva PV do cenário 4	56
Figura 26 – Curva PV do cenário 5	59
Figura 27 – Comparação da MET	61
Figura 28 – Comparação da MTP.....	62
Figura 29 - Comparação dos Níveis de tensão no PMTP.....	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Níveis adequados de tensão de fornecimento.....	31
Tabela 2 – Características das barras do modelo IEEE-30 barras.....	35
Tabela 3 – Previsões de carga do ONS.....	38
Tabela 4 – Relatório do VT gerado pelo ANAREDE	39
Tabela 5 – Relação entre o carregamento e o nível de tensão para o cenário 1	51
Tabela 6 – Relação do nível de tensão no PMTP do cenário 2	53
Tabela 7 – Relação do nível de tensão no PMTP do cenário 3	55
Tabela 8 – Relação do nível de tensão no PMTP do cenário 4	57
Tabela 9 – Relação do nível de tensão no PMTP do cenário 5	60
Tabela 10 - Referência dos níveis adequados de tensão para as barras de análise.....	63

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AD. Análise Dinâmica
AE. Análise Estática
AET. Análise da estabilidade de tensão
ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
EPE Empresa de Pesquisa Energética
ET. Estabilidade de Tensão
FP. Fluxo de Potência
FPC. Fluxo de Potência Continuado
IEEE *Institute of Electrical and Electronic Engineers*
MET. Margem de estabilidade de tensão
ML. Multiplicador de Lagrange
MJ. Matriz Jacobiana
MNR. Método de Newton-Rapshon
MPR. Margem de Potência Reativa
MSG. Margem de Segurança de Tensão
MTP. Máxima transferência de potência
MVT. Método do vetor tangente
ONS Operador Nacional do Sistema
PMT. Ponto de Máxima Transferência de Potência
PROREDE Procedimentos de Operação de Redes
SEP Sistemas elétricos de potência
SIN Sistema Interligado Nacional
SI. Sistema Isolado
VT. Vetor Tangente

1	INTRODUÇÃO.....	12
2	OBJETIVOS	14
3	APRESENTAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	15
3.1	Os sistemas elétricos de potência	15
3.2	Estabilidade em sistemas elétricos de potência.....	17
3.3	Estabilidade de tensão	18
4	CONTEXTUALIZAÇÃO DOS MÉTODOS DE ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA	20
4.1	Análise da estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência	20
4.2	Análise estática	21
4.3	Newton-Rapshon.....	21
4.4	Fluxo de potência continuado	23
4.5	Curvas PV e QV	28
4.6	Margem de Estabilidade de tensão e níveis de tensão adequados.....	30
4.7	ANAREDE	33
4.8	O modelo IEEE-30 Barras	34
5	METODOLOGIA PARA A ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO.....	37
5.1	Análise da estabilidade de tensão do modelo IEEE-30 barras.....	37
5.2	Incremento de carga.....	37
5.3	Determinação das barras de análise.....	38
5.4	Determinação dos parâmetros de simulação do FPC no ANAREEDE.....	40
5.5	Definição dos cenários de simulação.....	42
5.6	Método de cálculo da MET	48
6	RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO	50
6.1	Resultados do estudo de caso nº 1: sem alterações do diagrama	50
6.2	Resultados do estudo de caso nº 2: Remoção dos compensadores síncronos	51
6.3	Resultados do estudo de caso nº 3: adição de compensação <i>Shunt</i> de reativos ...	53
6.4	Resultados do estudo de caso nº 4: operação com compensadores síncronos e sem compensação <i>Shunt</i>	56
6.5	Resultado do estudo de caso nº 5: sem alterações do diagrama e com compensação <i>Shunt</i> adicional	58
6.6	Comparação dos resultados dos estudos de caso.....	61
7	CONCLUSÕES.....	65
	BIBLIOGRAFIAS	67

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é imprescindível à sociedade atual e deve permanecer à sua disposição na forma de tensão e frequência adequadas ao consumo. (SATO; FREITAS, 2015) Os sistemas elétricos são responsáveis pelo fornecimento de energia elétrica com qualidade de forma constante e confiável, entretanto devido à sua complexidade e ao aumento continuado da demanda proveniente do avanço tecnológico e do crescimento socioeconômico a operação destes sistemas é submetida à carregamentos cada vez maiores. (PEREIRA; TIMOTEO; CHAVES, 2018) Desta forma, para que o consumidor final possa desfrutar de todos os benefícios proporcionados pela energia elétrica é necessário que os sistemas elétricos sejam projetados, construídos e operados de modo apropriado atendendo aos critérios técnicos exigidos utilizando recursos financeiros, estruturais e humanos adequados para esta finalidade. (PEGADO; RODRIGUES, 2018). (SCHINCARIOL; BELIN, 2019).

A importância da conservação do fornecimento adequado de energia em conjunto com o aumento da complexidade dos Sistemas Elétricos de Potência (SEP) exige ferramentas capazes de direcionar a operação e a projeção destes para condições seguras e adequadas. (SCHINCARIOL; BELIN, 2019). Neste contexto, tem-se o Fluxo de Potência Continuo (FPC) que permite compreender as condições de operação através da obtenção da Margem de Estabilidade de Tensão (MET) e proporciona ainda a avaliação da Estabilidade de Tensão (ET) por meio da observação do comportamento das tensões dos barramentos, estas análises são importantes para a tomada de medidas de preservação dos sistemas. (BONINI NETO; PIAZENTIN; ALVES, 2018). (PEREIRA; TIMOTEO; CHAVES, 2018).

Quando um sistema elétrico é exposto à uma perturbação como o aumento abrupto de carregamento ou a perdas de linhas de transmissão pode ocorrer um declínio progressivo e incontrolável da tensão em um ou mais barramento em consequência da incapacidade do sistema de atender à demanda de potência reativa requerida. (TAMTA et al., 2018). Esta ocorrência pode estender-se para regiões vizinhas ocasionando um colapso parcial ou total do sistema. (WU; CHAN; HU, 2017).

Com a finalidade de identificar os pontos sensíveis do sistema e possibilitar a aplicação de ações preventivas e corretivas, a fim de evitar a ocorrência de colapsos, bem como avaliar o impacto dessas medidas no desempenho do sistema são necessárias ferramentas eficientes que considerem os limites operativos e as características de cada sistema. Assim sendo, considerando as adversidades atuais às quais estão sujeitas os sistemas

elétricos, bem como a complexidade do SEP pretende-se através deste trabalho contribuir para o estudo e desenvolvimento de ferramentas para a Análise da Estabilidade de Tensão (AET).

Desta forma, tendo em vista a relevância deste tema para à sociedade atual será realizada inicialmente uma revisão bibliográfica sobre o assunto em questão e correlatos. Para a AET serão executadas simulações de diferentes cenários com valores de potência reativa distintos, com o intuito de analisar o comportamento do modelo IEEE-30 barras perante o incremento de carga. As simulações serão realizadas no *software* de Análise de Redes (ANAREDE) desenvolvido pelo Centro de Pesquisas Elétricas (CEPEL) que permite a obtenção das Curvas PV e QV através do FPC, estas curvas serão utilizadas na determinação da Máxima Transferência de Potência (MTP) atingida e da MET, bem como para a análise da amplitude das tensões no Ponto de Máximo Carregamento de Potência (PMTP).

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo geral

O principal objetivo do presente trabalho é analisar a ET do modelo IEEE-30 barras através da realização de simulações do FPC no *software* ANAREDE, para fins de estudo foram estipulados cinco cenários diferentes de compensação de potência reativa. Além disso, pretende-se analisar o impacto da potência reativa na máxima transferência de potência atingida e na MET do modelo, bem como a influência da mesma na magnitude das tensões das barras escolhidas para análise através do método do VT determinar.

2.2 Objetivos específicos

- Revisão bibliográfica contextual sobre SEP e ET e demais assuntos correlatos.
- Levantamento bibliográfico referente a métodos de simulação e identificação de ET em SEP.
- Apresentação do princípio de funcionamento do *software* ANAREDE para as simulações do FPC, bem como do modelo IEEE-30 barras.
- Simulação do FPC para o modelo IEEE-30 barras no *software* ANAREDE.
- AET através das Curvas PV e QV obtidas através do FPC.
- Definição do PMTP.
- Determinação da MET
- Identificação das barras mais críticas do sistema através do MVT.
- Análise da magnitude das tensões das barras no PMTP.
- Comparação dos resultados.
- Determinação do melhor cenário para ET do modelo IEEE-30 barras.

3 APRESENTAÇÃO DA ESTABILIDADE DE TENSÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

O Referencial Teórico do presente trabalho foi dividido em dois capítulos: capítulo 3 e 4. O capítulo 3 foi subdividido em três seções, na primeira seção é apresentado o SEP, sua estrutura e subdivisões tendo como base sua evolução histórica. Na segunda seção é feita a conceituação da estabilidade de um SEP e na terceira seção é abordado de forma aprofundada a ET vinculada ao um SEP.

3.1 Os sistemas elétricos de potência

De acordo com Zanetta Junior (2005) um SEP é a composição formada por usinas geradoras, linhas de transmissão e sistemas de distribuição de energia. Segundo Stevenson; Grainger (1986) um SEP é o conjunto constituído pelos equipamentos e instalações dispostos desde a geração de energia elétrica até o ponto de medição. Desta forma, o objetivo de um SEP é fornecer energia elétrica à grandes e pequenos consumidores de modo adequado e intermitente. (VASCONCELOS, 2017).

Portando um SEP é uma estrutura complexa geralmente de concepção trifásica, que pode também ter configuração bifásica e monofásica, sendo constituído por inúmeros componentes como compensadores síncronos, gerador, linhas de transmissão e distribuição, transformadores e entre outros equipamentos. (VASCONCELOS, 2017). Usualmente a interligação destes sistemas é realizada em âmbito regional ou nacional, considerando sua complexidade e magnitude o seu planejamento, implantação e operação necessita de estudos aprofundados. (PINTO, 2014).

No Brasil, o SEP é constituído por 2 grupos: o Sistema Interligado Nacional (SIN) e o Sistemas Isolados (SI). (RODRIGUES, 2011). Os SI são caracterizados por sistemas de porte menor que não são conectados ao SIN. (RODRIGUES, 2011). Os SI estão localizados principalmente na região Amazônica e parte do estado do Mato Grosso, devido à características geográficas destas regiões compostas essencialmente por rios torrenciais e vastos, bem como por matas densas e heterogêneas que dificultam a construção de linhas de transmissão extensas que viabilizariam a conexão dos mesmos ao SIN. (ANEEL, 2008). Desse modo, são compostos basicamente por usina termelétricas à combustível fóssil. (RODRIGUES, 2011).

O SIN é um sistema de grande porte composto por quatro subsistemas: Sul, Sudeste – Centro Oeste, Nordeste e Norte interconectados entre si que proporcionam a transferência de energia entre os subsistemas e a escalabilidade do regime hidrológico do reservatório das usinas hidrelétricas distribuídas pelo país, atribuindo desta forma segurança e economia ao SEP brasileiro. (ONS, 2019). SIN é composto por três blocos: geração, transmissão e distribuição de energia. A geração é responsável por converter a energia de sua forma original seja ele hidráulica, mecânica, térmica, química ou nuclear em energia elétrica. A transmissão realiza o transporte da energia elétrica gerada pelos centros de produção até os centros de consumo ou ainda até outros sistemas elétricos, interconectando-os. A distribuição dissemina a energia recebida do sistema de transmissão para os consumidores.

Para compreender as adversidades dos SEP é necessário entender sua evolução histórica. As primeiras observações da eletricidade foram realizadas por Tales de Milleteo em 600 a. C que ao friccionar um pedaço de âmbar e percebeu que este passou a atrair pedaços de palha. (TELLES; NETTO, 2018). Entretanto somente em 1870 a eletricidade teve utilização comercial com sua aplicação para a iluminação pública com lâmpadas à arco. (VASCONCELOS, 2017). Em 1882 a Edison Company de Thomas Edison colocou em operação a estação de energia elétrica Pearl Street Station, New York composta por 6 geradores de corrente contínua acionados por motores a vapor, com capacidade de 30 kW capazes de abastecer 59 consumidores em 110v em uma área de 3 km de diâmetro sendo que a distribuição de energia se limitava a distância de 800 metros, uma vez que a corrente contínua não podia ser elevada à tensões altas . (CUNNINGHAM, 2018).

Em 1881 foi desenvolvido o primeiro transformador por Gaulard e Gibbs, este equipamento permitiu que a tensão fosse elevada para níveis de transmissão e rebaixada para a distribuição. Westhinghamouse comprou a patente do transformador e em 1884 em parceria com Tesla desenvolveu um sistema de corrente alternada capaz de iluminar uma ferrovia por 40 km a partir de um único gerador. (VASCONCELOS, 2017). A primeira linha de transmissão de corrente alternada surgiu em 1889 operava com tensão de 4kV e possuía 21 km de extensão. (PINTO, 2014).

Desta forma, os SEP foram projetados seguindo o princípio de funcionamento proposto por Westhinghamouse e por Tesla sob a premissa de fluxo unidirecional de energia em corrente alternada que conectam os centros produtores de energia elétrica aos consumidores por meio dos sistemas de distribuição e transmissão de energia. Sendo assim as redes de transmissão e distribuição de energia não foram projetadas para fluxos multidirecionais de energia

proveniente da geração distribuída de energia, além disso o crescimento da demanda energética associada ao crescimento populacional e as limitações ambientais e econômicas para a implantação de novas linhas de transmissão e de unidades de geração de energia convencionais impõe ao SEP novas adversidades. (VASCONCELOS, 2017). Nas próximas seções do presente capítulo será abordada a estabilidade de SEP e demais assuntos correlatos.

3.2 Estabilidade em sistemas elétricos de potência

O SEP é definido como sendo o conjunto de instalações e equipamentos que operam de forma coordenada compreendendo desde a geração de energia elétrica até a medição. (STEVENSON; GRAINGER, 1986). Com a finalidade de tornar este sistema mais seguro e confiável, realizou-se a interligação dos subsistemas elétricos de um mesmo país, desta forma pode-se otimizar a geração e a escalabilidade da transmissão de energia elétrica. (MONTICELLI; GARCIA, 2003). (WU; CHAN; HU, 2017). Entretanto, esta característica torna complexa a preservação da qualidade e da segurança do fornecimento de energia, uma vez que o SEP está sujeito a diversas perturbações e os episódios de instabilidade tornaram-se mais frequentes, ocasionando inclusive eventos de grande magnitude como o blecaute de 9 de novembro de 1965 no nordeste dos EUA. (PEREIRA; TIMOTEO; CHAVES, 2018). (WU; CHAN; HU, 2017).

A partir dos anos 1970 os episódios de instabilidades se intensificaram, sendo registrados blecautes significativos no Brasil em março de 1999, no eixo Estados Unidos da América – Canadá em agosto de 2003, episódios semelhantes foram relatados na Suécia, Dinamarca e Itália também em 2003. (LIU; FAN; TERZIJA, 2016). O blecaute refere-se à interrupção parcial ou total do fornecimento de energia elétrica em uma região específica, sendo causado pelos baixos níveis de tensão. (KUNDUR, 1994). (MUKHERJEE; NATEGHI; HASTAK, 2018). Desta forma, é indispensável a compreensão da origem e do efeito dos distúrbios no funcionamento do SEP.

A estabilidade do SEP é a competência deste sistema em conservar as condições normais de funcionamento mesmo após sua exposição a um distúrbio. (DANISH, 2015). Sendo assim, a classificação da estabilidade do SEP depende da sua origem e é dividida em três categorias como ilustrado na Figura 1 abaixo. (KUNDUR, 1994).

Figura 1 - Classificação da estabilidade do SEP



Fonte: adaptado de KUNDUR (1994)

A estabilidade de ângulo ou a estabilidade de ângulo do rotor é a aptidão das máquinas síncronas conectadas ao sistema elétrico de potência em manter-se sincronizadas, apesar da oscilação de seus rotores. (MONDAL; CHAKRABARTI; SENGUPTA, 2014). A estabilidade de frequência é a competência do sistema de conservar os valores da frequência próxima ao valor nominal após sofrer perturbação. (KUNDUR, 1994). A ET pode ser definida como sendo a capacidade de suprimento da demanda de potência reativa. (KUNDUR, 1994). (TAMTA, et al. 2018). Como a ET é o foco do presente trabalho este assunto será abordado minuciosamente na sequência.

3.3 Estabilidade de tensão

As primeiras indicações de instabilidade de sistemas elétricos datam de 1920 e decorriam em consequência da localização remota dos geradores que eram conectados aos centros de consumo por meio de extensas linhas de transmissão. (KUNDUR, 1994). (SCHINCARIOL; BELIN, 2019). As perturbações de ângulo e rotor registradas eram resultantes do torque de sincronismo ineficiente proveniente dos sistemas de excitação de alta inércia e da atuação intermitente dos reguladores de tensão que eram utilizados pelos geradores, desta forma a operação de regime permanente destes sistemas restringia-se ponto de equilíbrio. (SCHINCARIOL; BELIN, 2019).

Um sistema é tomado como estável quando suas características normais são conservadas durante sua operação regular e recuperadas após sua exposição a distúrbios. (DANISH, 2015). Desta forma, um sistema entra em um estado de instabilidade de tensão quando sofre uma perturbação, seja ela uma mudança na condição do próprio sistema ou um

aumento de demanda de carga e que provoca uma queda progressiva e incontrolável da tensão. (INGOLE; GOHOCAR, 2017).

Para Vazques, Souza (2017) a ET de um sistema é definida como a aptidão do SEP recuperar características da tensão de regime permanente em todos os barramentos após ser submetido a perturbações que podem ser decorrentes de aumentos de carregamento, perdas de linhas de transmissão de energia, alterações na configuração do sistema e demais distúrbios capazes de provocar a redução drástica das tensões dos barramentos.

Tamta et al. (2018) e Kundur et al. (2004) afirmam que a ET refere-se à capacidade de um sistema de atender à demanda de potência reativa requerida para preservação das tensões nodais quando ocorre um aumento de carga. A ET pode ser subdividida em duas categorias de acordo com a duração do evento e com o nível de perturbação. (KUNDUR et al., 2004).

Quanto ao tempo de duração da duração da perturbação, há duas subcategorias a ET de curto prazo ou transitória com duração de alguns segundos relacionada ao funcionamento de dispositivos de atuação rápida como os motores de indução, e a ET de longo prazo com períodos de alguns minutos associada a reguladores de tensão e demais equipamentos que possuem atuação lenta. (KUNDUR et al., 2004).

A ET pode ser analisada quanto à natureza do distúrbio sendo ele de grande e pequena magnitude. Os grandes distúrbios são provenientes de ocorrências amplas como curto circuitos e perdas de geradores para estes casos é necessária à utilização da Análise Dinâmica (AD), a fim de avaliar o funcionamento do sistema em um período de tempo adequado. As pequenas perturbações são ocasionadas pelo aumento do carregamento do sistema e para estas situações a Análise Estática (AE) é mais apropriada, pois permite a solução do FPC a partir de um ponto de operação definido. (SILVA NETO et al., 2018).

Estas metodologias permitem que sejam considerados os aspectos econômicos e técnicos das medidas tomadas com o intuito de reestabelecer a ET. (PEREIRA; TIMOTEO; CHAVES, 2018). Na próxima seção do presente capítulo serão abordadas com maior profundidade a AD e AE, sendo que a última será tratada de forma mais detalhada visto que é a metodologia empregada para a AET neste trabalho.

, em seguida são descritos a análise estática (AE), o Método de Newton-Raphson (MNR), o FPC, a análise das curvas QV e PQ e ainda os métodos utilizados para a determinação da MET e do PMTP. No presente capítulo trata-se ainda sobre o modelo IEEE-

30 barras utilizado para análise, bem como do *software* ANAREDE e demais assuntos relacionados. No próximo capítulo são conceituados os métodos de AET de SEP.

4 CONTEXTUALIZAÇÃO DOS MÉTODOS DE ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

No capítulo 4 foi realizada a contextualização dos métodos empregados para a AET de SEP. O presente capítulo foi dividido em 8 seções, iniciando com a apresentação da AET, seguida pela análise estática, o MNR utilizado para a resolução do FPC, bem como a Curva PV e QV resultantes, MET e ainda são apresentados o *software* ANAREDE e o modelo IEEE-30 barras.

4.1 Análise da estabilidade de tensão em sistemas elétricos de potência

A AET aponta a estabilidade do PO em relação aos níveis de tensão atingidos quando aplicado um determinado incremento de carga, permitindo desta maneira a identificação dos pontos vulneráveis do sistema. (BONINI NETO; PIAZENTIN; ALVES, 2018). Por meio da AET pode-se obter ainda a margem de operação segura denominada MET, que possibilita uma estimativa do comportamento do sistema que é de grande relevância para a implantação de medidas preventivas que asseguram o seu funcionamento adequado. (TU; YIN; XU, 2018).

Para a AET do SEP, deve-se ter em vista que o mesmo é constituído por inúmeras barras ou nós conectados entre si, onde estão dispostos geradores e cargas que injetam e retiram energia do sistema. (GLOVER; OVERBYE; SARMA, 2017). Com o auxílio de equações algébricas não lineares o SEP é modelado considerando todos os seus elementos, tornando possível a análise da sua operação e identificação dos pontos críticos para implantação de medidas corretivas e preventivas como intuito de minimizar a perturbação. (BERGEN; VITTAL, 2000). (GLOVER; OVERBYE; SARMA, 2017).

Há dois métodos utilizados para a AET a AD e a AE, na AD a simulação é feita no domínio do tempo, enquanto que a AE utiliza o regime permanente. (RABIE et al. 2018). Embora a ET seja fenômeno dinâmico é preferível à utilização da AE, pois são obtidos resultados semelhantes de forma mais eficiente, uma vez que a simulação no domínio do tempo demanda esforços computacionais maiores devido à complexidade do SEP. (KETTNER; PAOLONE, 2018). Assim sendo, tendo em vista que a metodologia utilizada

neste trabalho é a AET perante pequenas perturbações a AD não será abordada com maior profundidade sendo destacada a AE que é o foco do presente trabalho.

4.2 Análise estática

AE fundamenta-se no modelamento do SEP em regime permanente através de equações algébricas não lineares solucionáveis pelos métodos do FP e do FPC, para tanto são definidos controles e parâmetros do fluxo de energia que reproduzem as condições operacionais do domínio do tempo. (MORISON; GAO; KUNDOR, 1993). Através das curvas PV e QV resultantes do FPC é possível a observação dos pontos mais vulneráveis à instabilidade e as áreas mais apropriadas para a compensação de reativos, além de fornecer o máximo carregamento admitido e a MET. (THASNAS; SIRITARATIWAT, 2019).

A AE é recomendada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) no Módulo 18 – Sistemas e modelos computacionais, Submódulo 18.2 – Relação dos sistemas e modelos computacionais dos Procedimentos de Redes (PROREDE) para a AET, uma vez que a AE proporciona a determinação das áreas mais suscetíveis ao colapso de tensão e indicação das áreas mais apropriadas para a compensação de reativos. (ONS, 2008).

Para que as condições de operação de regime permanente do SEP sejam conhecidas é necessário considerar suas características e seus elementos constituintes no modelamento deste sistema em equações não lineares solucionáveis através de simulações computacionais do FP. Um método amplamente utilizado para resolução de problemas de FP é o Método de Newton-Rapshon que será apresentada na seção a seguir. (MOURA et al., 2019).

4.3 Newton-Rapshon

Com a interligação dos sistemas elétricos em 1930 a AET tornou-se complexa para ser calculada manualmente, surgindo a necessidade de uma ferramenta que simplificasse e agilizasse a resolução do FP, a fim de suprir esta demanda foram desenvolvidos os primeiros analisadores de rede. Até 1930 a resolução do FP era feita manualmente utilizando os valores fixos de tensão e reatância do gerador e de impedância da carga. (KUNDUR, 1994). Somente a partir de 1950 o FP passou a ser calculado através de simulações realizadas em computadores analógicos, no entanto estes estudos estavam restritos apenas às características das máquinas desconsiderando o comportamento do sistema. (SCHINCARIOL; BELIN, 2019).

Apenas em 1956 foi desenvolvido o primeiro *software* capaz de considerar as particularidades da operação de redes de grande porte. Para tanto, o sistema era modelado a partir de equações não lineares que retratavam as suas características operacionais e construtivas. (SCHINCARIOL; BELIN, 2019). A resolução do FP era feita através do Método de Newton Modificado permitindo a obtenção de resultados próximos aos reais, posteriormente o Método de Gauss-Seidel passou a ser utilizado para esta finalidade. (STAGG; EL-ABIAD, 1968).

Entretanto, o método de Gauss-Seidel não apresenta graus de convergência seguros para sistemas constituídos por um grande número de barramentos. (STAGG; EL-ABIAD, 1968). Para estes casos recomenda-se a utilização do Método de Newton-Rapshon (MNR) que possui graus de convergência mais confiáveis que a metodologia anterior, independente da dimensão do sistema. (SCHINCARIOL; BELIN, 2019).

O MNR é um método iterativo baseado na expansão da Série de Taylor, em que cada iteração deve convergir para zero. (RAO; LI; TYLAVSKY; SHI, 2018). Esta metodologia é empregada para obtenção do ângulo e magnitude das tensões, e é largamente empregada para solucionar as equações do FP. (BONINI NETO; PIAZENTIN; ALVES, 2018).

O MNR exclui as equações relacionadas à injeção de potência reativa (Q_k) da Matriz Jacobiana (MJ) para fixar a magnitude da tensão das barras PV e *Slack* V_θ , este processo é alternado com a resolução do FP e pode divergir a solução, uma vez que considera a sensibilidade entre a injeção reativa e a tensão de controle como positiva o que pode nem sempre ocorrer. (PONTES; FILHO; GATTA, 2018).

A cada iteração são analisados os limites inferiores e superiores de potência reativa Q_{Gk}^{min} e Q_{Gk}^{max} das barras de carga e de referência verificando a violação destes limites, para tanto é calculada a injeção de potência reativa no sistema por meio dos valores atualizados da magnitude e do ângulo das tensões. (MOURA et al., 2019). Caso ocorra a violação do limite de reativos em uma barra PV a mesma é alterada para PQ com potência reativa fixada no valor do limite infringido. Entretanto, o módulo e a fase da tensão são variáveis para que o sistema tenha solução, desta forma a magnitude e o ângulo das tensões são adicionadas à MJ sendo atualizados a cada iteração. (PONTES; FILHO; GATTA, 2018).

A cada nova iteração verifica-se a tensão calculada V_{calc} das barras que violaram o Q_{Gk}^{min} é menor que a tensão especificada V_{esp} , enquanto que nas barras que infringiram o Q_{Gk}^{max} analisa-se V_{calc} é maior que V_{esp} em caso afirmativo a barra passa pelo processo de

backoff que constitui-se do regresso da barra para a configuração original como PV ou V_{θ} . (SILVA et al., 2016).

Contudo, o MNR possui dificuldade de convergência no nariz da curva PV, para contornar este obstáculo utiliza-se o Fluxo de Potência Continuado ou FPC que insere um parâmetro de carregamento permitindo que a transferência de carga seja aumentada. (ONAH et al., 2019). Como o FP e o FPC são processos semelhantes e o FPC é a metodologia utilizada neste trabalho, apenas o FPC será abordado de forma detalhada como é demonstrado na seção a seguir.

4.4 Fluxo de potência continuado

O FP define o valor, ângulo e amplitude da tensão, bem como as potências ativa e reativa e as perdas em todos os barramentos do sistema de análise. (GLOVER; OVERBYE; SARMA, 2017). Fornecendo uma previsão do comportamento do sistema e possibilitando a implantação de medidas preventivas para assegurar o seu funcionamento adequado. (TU; YIN; XU, 2018). O FPC é utilizado para determinar o PMTP por meio de soluções consecutivas do FP. O incremento de carregamento gradual em conjunto com as sucessivas soluções do FP até que o processo divirja não determina exatamente o PMTP, mas a obtenção de um ponto próximo. (LEITE, COSTA, 2003).

O FPC do SEP pode ser calculado através de equações e inequações algébricas não lineares submetidas ao MNR. (MOURA; MOURA; ROCHA, 2018). As equações básicas do FP são formuladas com base na 1ª Lei de Kirchhoff, desta forma tem-se que a potência líquida injetada em uma barra deve ser igual à soma das potências dos elementos conectados a esta mesma barra. A 2ª Lei de Kirchhoff expressa o FP nos ramos em função de suas tensões. (HÖRSHA et al., 2018). No equacionamento mais simples são definidas quatro variáveis a cada barra do sistema sendo que duas são inseridas como incógnitas e as demais como dados, sendo que:

V_k = Magnitude de tensão da barra k.

θ_k = Ângulo da tensão da barra k.

P_k = Potência ativa líquida, resultante da diferença entre a potência do gerador e da carga.

Q_k = Potência reativa líquida, resultante da diferença entre a potência do gerador e da carga. (MONTICELLI, 1993).

A seguir são apresentadas as formulações para solução do FPC utilizando o MNR.

$$\Delta P = \lambda P^{esp} - P(\theta, V) = 0 \quad (1)$$

$$\Delta Q = \lambda Q^{esp} - Q(\theta, V) = 0 \quad (2)$$

Onde:

λ é o fator de carregamento.

V é o vetor das magnitudes das tensões nodais.

θ é o vetor do ângulo das tensões nodais.

$P^{esp} = P_{gen} - P_{carga}$, diferença entre a potência ativa do gerador e da carga.

$Q^{esp} = Q_{gen} - Q_{carga}$, diferença entre a potência reativa do gerador e da carga.

Em 3 e 4 apresentam-se as equações das injeções de potência ativa e reativa na barra k.

$$P_k(\theta, V) = G_k V_k^2 - V_k \sum_{1 \in \Omega_k} V_1 (g_{k1} \cos \theta_{k1} + b_{k1} \sin \theta_{k1}) \quad (3)$$

$$Q_k(\theta, V) = -B_k V_k^2 - V_k \sum_{1 \in \Omega_k} V_1 (g_{k1} \sin \theta_{k1} - b_{k1} \cos \theta_{k1}) \quad (4)$$

Onde:

Ω_k é o conjunto de barras conectadas à k. (BONINI NETO; PIAZENTIN; ALVES, 2018). (MONTICELLI, 1983).

O cálculo é composto dos seguintes passos:

- 1) Igualar v a zero ($v=0$) e determinar o ângulo e a magnitude das tensões iniciais nas barras PQ ($\theta=\theta^0$ e $V=V^0$) e nas barras PQ e definir o ângulo das tensões das barras PQ ($\theta=\theta^0$).
- 2) Determinar os resíduos de potência ativa ΔP^v e reativa ΔQ , também chamados de *mismatch* que ocasionam um desvio do valor calculado em relação ao valor exato. Calcular a P (V, θ) para as barras PV e QV, bem como PQ (V, θ) para as barras de carga.
- 3) Verificar a convergência da solução. Se $Max\{|\Delta P^v|\} \leq \varepsilon_p$ e $Max\{|\Delta Q^v|\} \leq \varepsilon_p$ houve a convergência para a solução (θ^v, V^v), do contrário realiza-se o quarto passo abordado abaixo.
- 4) Calcular MJ.

$$J(\theta^v, V^v) = - \begin{bmatrix} H(\theta^v, V^v) & N(\theta^v, V^v) \\ M(\theta^v, V^v) & L(\theta^v, V^v) \end{bmatrix} \quad (5)$$

Onde:

H, N, M e L são submatrizes constituintes da MJ, sendo compostas por:

$$H = \frac{\partial P}{\partial \theta}$$

$$N = \frac{\partial P}{\partial V}$$

$$M = \frac{\partial Q}{\partial \theta}$$

$$L = \frac{\partial Q}{\partial V}$$

- 5) Calcular a nova solução (θ^{v+1}, V^{v+1}) , determinando-se primeiramente $\Delta\theta^v$ e ΔV^v através de:

$$\begin{bmatrix} \Delta P(\theta^v, V^v) \\ \Delta Q(\theta^v, V^v) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H(\theta^v, V^v) & N(\theta^v, V^v) \\ M(\theta^v, V^v) & L(\theta^v, V^v) \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta\theta^v \\ \Delta V^v \end{bmatrix} \quad (6)$$

- 6) Calcular a nova solução $v+1$ e seguir para o passo 2. (BONINI NETO; PIAZENTIN; ALVES, 2018). (OLIVEIRA et al., 1983). (OLIVEIRA; MINUSSI; ALVES, 2018).

Desta forma, calcula-se $(\theta, V) = (\theta^v, V^v)$ através do fluxo de potência com fator de carregamento λ igual a 1, em seguida incrementa-se o fator de carregamento $\lambda^{v+1} = \lambda^v + \Delta\lambda$, então calcula-se novamente $\Delta P = \lambda P^{esp} - P(\theta, V) = 0$ e $\Delta Q = \lambda Q^{esp} - Q(\theta, V) = 0$ obtendo-se um novo ponto de operação e assim sucessivamente até que o PMCP seja atingido e a curva PV seja elaborada. (BONINI NETO; PIAZENTIN; ALVES, 2018).

No procedimento de inserção do incremento do λ a MJ tende a atingir a singularidade no PMTP ou ainda no nariz da curva PV e o FPC diverge, a fim de alcançar a solução do sistema pode-se diminuir λ próximo ao PMTP e recalculer o resultando anterior. (OLIVEIRA; MINUSSI; ALVES, 2018). Há a opção de alterar λ nas proximidades do PMTP através do método parametrizado que utiliza o preditor linear tangente removendo a singularidade da MJ. (BONINI NETO; PIAZENTIN; ALVES, 2018). O passo preditor fornece uma previsão do comportamento da solução a ser calculada, sendo o preditor tangente também denominado vetor tangente ou VT amplamente utilizado para este fim. (SALGADO; MORAES; ISSICABA, 2018). O cálculo do VT consiste da introdução das derivadas parciais das Equações de 1 e 2 na matriz como demonstrado pela Equação 7. (OLIVEIRA; MINUSSI; ALVES, 2018).

$$\Delta P = \lambda P^{esp} - P(\theta, V) = 0 \quad (1)$$

$$\Delta Q = \lambda Q^{esp} - Q(\theta, V) = 0 \quad (2)$$

$$\begin{bmatrix} G_\theta & G_v & G_\lambda \\ & e_k & \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G_\theta & G_v & G_\lambda \\ & e_k & \end{bmatrix} t \equiv J_m t = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \mp 1 \end{bmatrix} \quad (7)$$

Onde:

$G(\theta, V, \lambda)$ são as equações básicas do fluxo de potência.

$G_\theta = \left[\frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} \quad \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} \right]^T$, derivada parcial de G em relação ao θ e elemento constituinte da matriz jacobiana do fluxo de potencia.

$G_v = \left[\frac{\partial \Delta P}{\partial V} \quad \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \right]^T$, derivada parcial de G em relação a V e elemento constituinte da matriz jacobiana do fluxo de potencia.

$G_\lambda = [P^{esp} \quad Q^{esp}]^T$, derivada parcial de G em relação ao λ .

t é o vetor tangente ou parâmetro de continuação.

e_k é vetor de linha, constituído por elementos nulos com exceção do k-ésimo que é igual a 1. (BONINI NETO; PIAZENTIN; ALVES, 2018). (OLIVEIRA; MINUSSI; ALVES, 2018).

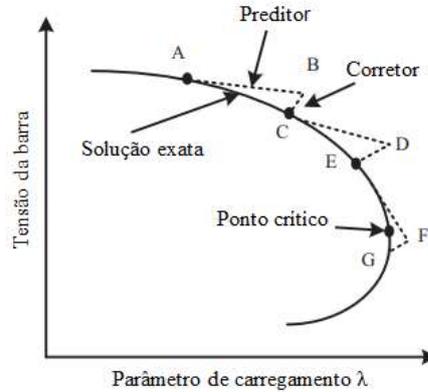
O VT é determinado como um valor não nulo quando o valor do parâmetro de continuação é maior que o valor de equações, sendo que o parâmetro de continuação pode ser negativo quando estiver diminuindo ou positivo para o contrário, desta forma λ torna-se uma variável dependente enquanto que t passa ser o novo parâmetro de continuidade. (OLIVEIRA; MINUSSI; ALVES, 2018). Quanto o VT é determinado, pode-se dar continuidade ao processo de solução do passo seguinte por meio da Equação 8.

$$\begin{bmatrix} \theta^e \\ V^e \\ \lambda^e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_j \\ V_j \\ \lambda_j \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\theta \\ dV \\ d\lambda \end{bmatrix} \quad (8)$$

Em que o e sobescrito é a estimativa do VT utilizado para definição de θ , V e λ e σ é o escalar do passo predictor. (BONINI NETO; PIAZENTIN; ALVES, 2018). O escalar σ deve ser escolhido considerando a convergência das soluções, bem como a velocidade de processamento. (ONAH et al., 2019). O passo corretor insere a equação relacionada à t no sistema de equações e ao final de cada iteração o ponto resultante ou corretor é obtido, este

valor é próximo ao valor final da solução como pode ser visto na Figura 2 (OLIVEIRA; MINUSSI; ALVES, 2018).

Figura 2 – Sequência dos passos de resolução do FPC



Fonte: Adaptado de MEHTA; BHATT; PANDYA (2018)

Usualmente o FPC é utilizado para determinação da MET, entretanto como o VT calcula a solução mínima da norma euclidiana, obtendo o comprimento do vetor, este artifício pode ser utilizado na identificação dos barramentos críticos de um sistema do ponto de vista da estabilidade de tensão. (SALGADO; MORAES; ISSICABA, 2018). (ACHARYA; RAO, 2013). O VT associado ao Multiplicador de Lagrange ou ML incrementam o parâmetro λ ao sistema de equações transformando os problemas de otimização com restrição de igualdade de m variáveis e n variáveis para sem restrição de $(m+n)$ variáveis, sendo desta forma capaz de indicar a sensibilidade da tensão da barra em relação ao carregamento aplicado. (SALGADO; MORAES; ISSICABA, 2018). (MORDUKHOVICH; SARABI, 2019). (ZHOU et al., 2018).

De acordo com Moura et al., 2019 as barras críticas são aquelas que apresentarem a maior variação do módulo de tensão durante a elaboração da curva PV, porém para Salgado; Moraes; Issicaba, 2018 a identificação dos barramentos críticos pode ser feita pela seguinte Equação:

$$(V_i + \Delta V_i)^2 = (e_i^* + \Delta e_i)^2 + (f_i^* + \Delta f_i)^2 \quad (9)$$

$$2V_i * \Delta V_i + \Delta V_i^2 = 2(e_i^* \Delta e_i + f_i^* \Delta f_i) + (\Delta e_i^2 + \Delta f_i^2) \quad (10)$$

Como Δe_i^2 e Δf_i^2 são muito pequenos, tem-se:

$$\Delta V_i = \frac{e_i^* + f_i^* \Delta f_i}{V_i^*} \quad (11)$$

Onde:

V_i^* , e_i^* e f_i^* são os pontos críticos de carregamento.

ΔV_i , Δe_i e Δf_i representam os incrementos.

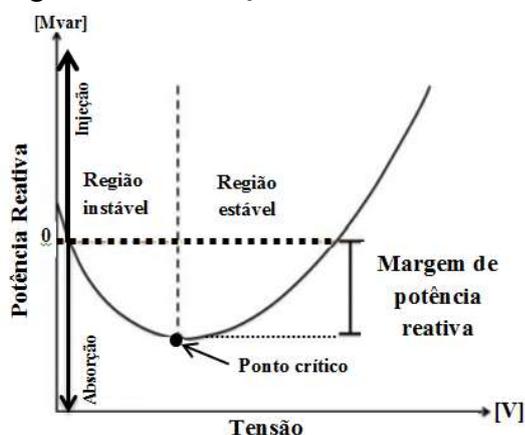
O FPC é amplamente empregado para obtenção da curva PV que possibilita a determinação da MET e do PMTP. (POORNAZARYAN et al., 2016). As definições desses termos bem como a sua relação com a análise da ET serão abordados nas próximas seções.

4.5 Curvas PV e QV

A análise das curvas PV e QV são métodos práticos para avaliação da estabilidade de tensão em SEP e conseqüentemente para os procedimentos de operação e planejamento de ampliações destes sistemas. (CANOSSA et al., 2018). (HAWISA; IBSAIM; DAERI, 2016). Por meio do cálculo de gradativos e sucessivos aumentos do carregamento do sistema realizados através do FPC são obtidos o de perfil da tensão em relação ao incremento de carga para a curva PV e a magnitude de tensão referente à absorção ou inserção de potencia reativa para a curva QV. (LIANG; YAN; KHAN, 2018).

Através da curva QV pode-se analisar a relação entre a injeção de reativos e a tensão da barra indicando as áreas suscetíveis à instabilidade de tensão. (MANJUL; RAWAT, 2018). Para a elaboração da curva QV conecta-se um gerador de potência ativa nula à barra de análise que registra a potência reativa conforme a variação da tensão. (KUNDUR, 1994). Na Figura 3 é ilustrada a curva QV.

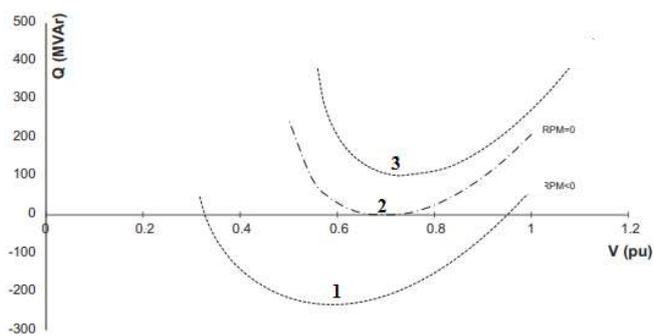
Figura 3 – Curva QV



Fonte: adaptado de HAMMAD; HARB (2011)

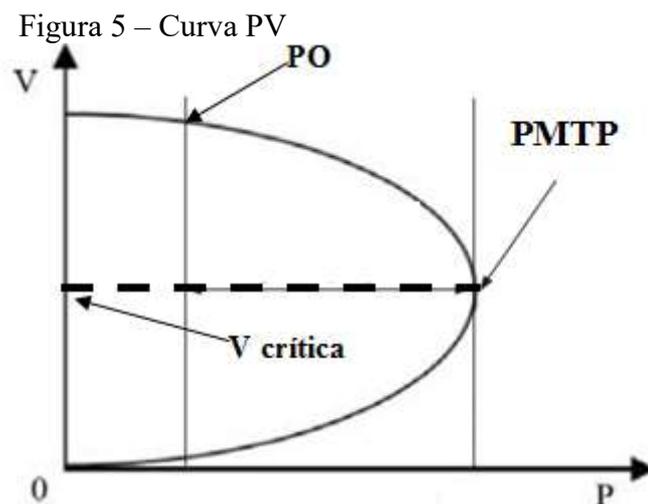
Na Figura 3 pode-se observar que na Curva QV há um ponto crítico também denominado ponto de colapso da tensão ou ainda nariz da curva QV que permite determinar a distância em que a atual operação do sistema encontra-se da instabilidade de tensão. (HAMMAD; HARB, 2011). À direita do ponto crítico está localizada a região de operação estável do sistema, desta forma se houver a injeção de reativos ocorrerá um aumento na magnitude da tensão enquanto que na região de instabilidade à esquerda a complementação de potência reativa provoca a redução do nível de tensão. (KUNDUR, 1994). (MANJUL; RAWAT, 2018). Pode-se ver ainda em 3 que quando a potência reativa é igual a zero trata-se do ponto de operação inicial, sendo que a distância entre o eixo horizontal e o ponto crítico é a Margem de Potência Reativa ou MPR do sistema, de modo que se o ponto crítico estiver situado acima da abcissa o sistema é deficiente de reativos, caso contrário o sistema possui MPR maior que zero como demonstrado na Figura 4 abaixo. (SILVA et al., 2016).

Figura 4 – Margem de potência de reativos



Fonte: adaptado de Souza et al. (2011)

Na linha 1 da Figura 4 há reserva de reativos uma vez que a MPR é negativa, enquanto que na linha 3 a MPR é positiva indicando uma deficiência de potência reativa necessitando de compensação, ao passo que a linha 2 não possui MPR. (SOUZA et al., 2011). (SILVA et al., 2016). Dessa forma, a curva QV é utilizada para indicar os barramentos mais críticos do sistema, bem como a quantidade de potência reativa necessária para evitar o colapso da tensão, enquanto que a curva PV fornece a escalabilidade da demanda. (TIGERE et al., 2018). (LEE; SONG, 2018). Na Figura 5 é demonstrado a Curva PV resultante do cálculo do FPC.



Fonte: adaptado de Chen et al. (2018)

Na Figura 5 acima é apresentado o perfil da tensão e indicados o Ponto de Operação (PO) e o Ponto de Máxima Transferência de Potência (PMTP). O PMTP é o limite de potência que o sistema é capaz de transmitir sem atingir a instabilidade, caso a carga seja aumentada para além deste ponto o sistema pode entrar em colapso.

Pode-se observar ainda que acima da linha pontilhada encontram-se os valores estáveis de tensão de operação, enquanto que na parte inferior estão dispostos os valores instáveis de operação, sendo que quando o sistema alcança o máximo carregamento, a magnitude da tensão atinge seu limite. A curva PV aponta informações relevantes, porém não indica quais são as medidas que melhorariam os indicadores do sistema. (CHEN et al., 2018). Na próxima seção serão abordados o PMTP e a MET, bem como demais assuntos relacionados.

4.6 Margem de Estabilidade de tensão e níveis de tensão adequados

O ONS considera a distância mínima de operação em que há riscos de instabilidade de tensão, como sendo a Margem de Segurança de tensão ou MST sendo especificada em 7% e 4% para estudos de rede completa e incompleta respectivamente conforme o Módulo 23 – Critérios para estudos, Submódulo 23.3 – Diretrizes e critérios para estudos elétricos. (ONS, 2018).

Ainda de acordo com o ONS no Módulo 2 – Requisitos mínimos para instalações de transmissão e gerenciamento de indicadores de desempenho, Submódulo 2.8 – Gerenciamento dos indicadores de qualidade de energia elétrica da rede básica do PROREDE são

estabelecidos os níveis adequados da tensão contratada em pu conforme a tensão nominal do sistema como indicado na Tabela 1 abaixo. (ONS, 2016).

Tabela 1 – Níveis adequados de tensão de fornecimento

Tensão Nominal do ponto de observação da tensão (kV)	Classificação da tensão de atendimento em regime permanente		
	Adequada	Precária	Crítica
$TN \geq 230$	$0,95 TC \leq TL \leq 1,05 TC$	$0,93 TC \leq TL < 0,95 TC$ ou $1,05 TC < TL \leq 1,07 TC$	$TL < 0,93 TC$ Ou $TL > 1,07 TC$
$69 \leq TN < 230$	$0,95 TC \leq TL \leq 1,05 TC$	$0,90 TC \leq TL < 0,95 TC$ ou $1,05 TC < TL \leq 1,07 TC$	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,07 TC$
$1 < TN < 69$	$0,93 TC \leq TL \leq 1,05 TC$	$0,90 TC \leq TL < 0,93 TC$	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,05 TC$

Fonte: ONS, 2016

Onde:

TN é tensão nominal

TC é a tensão contratada

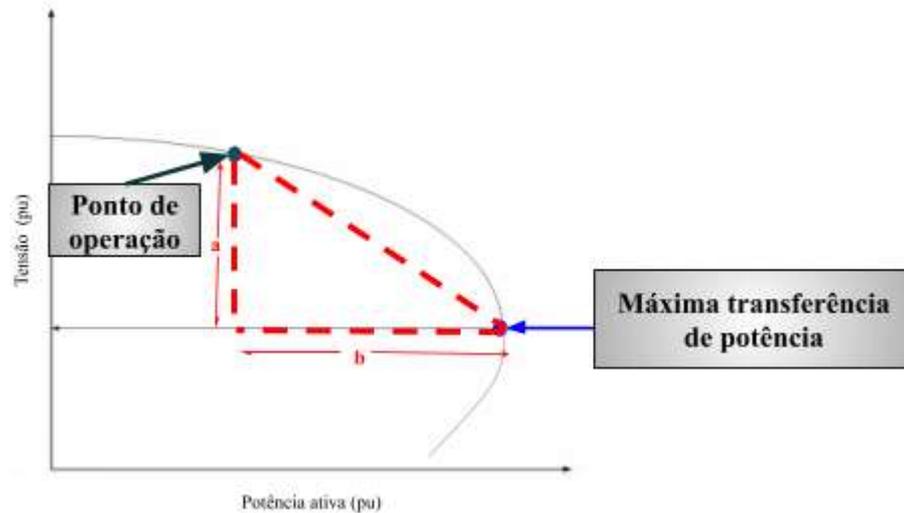
TL tensão medida

A MET aponta a distância entre o PO e ponto de instabilidade de tensão. (PEREIRA; TIMOTEO; CHAVES, 2018). Os valores da MET são provenientes das curvas PV e QV geradas através do FPC. (JIANG; WAN; FENG, 2019). Segundo Nor et al., 2018 a MET é calculada pela Equação 12 abaixo:

$$\Delta MET = P_{crítico} - P_{operação} (W) \quad (12)$$

O ΔMET é o valor mais alto de carregamento que pode ser atingindo pelo sistema sem alcançar a instabilidade de tensão. A MET pode ser calculada ainda através da hipotenusa do triângulo formado pelas curvas PV ou QV por meio do PO e PMTP como mostrado na Figura 6 e na Equação 13. (NOR et al., 2018).

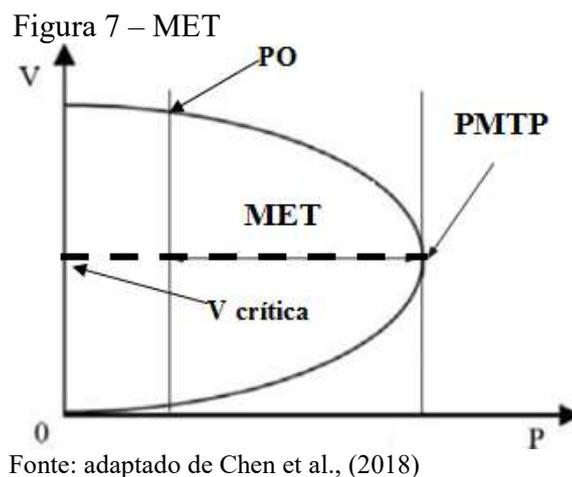
Figura 6 – Método da hipotenusa



Fonte: adaptado de Moura et al., (2019)

$$MET = \sqrt{a^2 + b^2} (W) \quad (13)$$

A resolução do FPC constitui-se de duas etapas a predição e a correção, na predição determina-se o ponto crítico do sistema através do VT fornecendo condições para o alcance da solução correta durante o processo de correção, nesta fase calcula-se a MET pelo MNR (KARTHIKEYAN; DHAL, 2017). Na Figura 13 apresenta-se o perfil da tensão de um sistema qualquer onde é ilustrada a MET.



Fonte: adaptado de Chen et al., (2018)

Enquanto o ponto de operação localiza-se acima da MET a tensão mantém-se estável, quando ocorre um aumento na demanda da carga e o sistema atinge o ponto de MTP ou ponto de colapso a tensão sofre um declínio gradativo e descontrolado, situação que é exemplificada na Figura 2. (DANISH, 2015). A MET é a distância entre o ponto de operação e o ponto

crítico do sistema. (KARTHIKEYAN; DHAL, 2017). Na próxima seção é apresentado o *software* escolhido para a simulação computacional do FPC.

4.7 ANAREDE

O software ANAREDE foi desenvolvido pelo CEPEL para a realização de estudos em regime permanente relacionados à operação e planejamento em SEPs. (CEPEL, 2019). (ONS, 2008). Trata-se de um conjunto de seis aplicações integradas, composto pelos seguintes programas: análise do FP, equivalente de redes, contingência, segurança de tensão, sensibilidade de fluxo e tensão em SEP. (AVILA et al., 2018). (CEPEL, 2019). Para o cálculo do FPC o software utiliza o MNR, podendo utilizar ainda o Método Desacoplado Rápido. (CEPEL, 2019).

O algoritmo do ANAREDE automatiza o processo de cálculo do FPC aplicando consecutivos incrementos de carga a um conjunto de barramentos definidos pelo usuário. O ANAREDE é utilizado para determinação da MET e análise do perfil da tensão através das curvas PV e QV. (ONS, 2008).

O valor do incremento de carga é estipulado pelo usuário através da opção Dados do Incremento Automático de Carga ou DINC e de acordo com este valor o software calcula o novo carregamento do FPC. Caso ocorra divergência ou não convergência da solução o ANAREDE restabelece o último caso convergido e um novo incremento de carga menor que o utilizado até então é inserido. (CEPEL, 2019).

O programa possui quatro critérios de parada, o primeiro critério ICIT que é determinado pelo usuário na aba de Constantes do FPC e é referente ao número de iterações a serem calculadas durante a resolução do FPC, quando este valor é atingido a resolução para. O segundo critério o DINC que já foi abordado anteriormente e que refere-se ao valor do incremento de carga quando alcançado o valor de DINC definido o sistema para. O terceiro critério é o Mínimo Incremento de Carga Automático ou ICMN que é determinado pelo usuário na aba de Constantes do FPC e está relacionado ao valor incremento de carga a ser aplicado em uma barra, caso o valor do incremento a ser empregado for menor que o ICMN a resolução é suspensa. O quarto critério é o Fator de Divisão ou DMAX que também é estipulado pelo usuário na aba de Constantes do FPC e determina o número de vezes consecutivas que a resolução do FPC pode deixar de encontrar a solução. Quando a resolução atender conjuntamente aos dois últimos critérios significa que o sistema alcançou o ponto de máximo carregamento para as condições da simulação. (CEPEL, 2019).

Ao término da execução é gerado um relatório com um sumário de cada caso de FPC, além disso, outros arquivos também são automaticamente elaborados. O arquivo “*relat.out*” é o relatório que contém 10 primeiras barras que mais sofreram variação da magnitude da tensão para cada resolução do fluxo de potência convergida. Arquivo “*Qlimt.out*” é o relatório da geração de potência reativa dos geradores e compensadores síncronos do sistema, este arquivo é gerado caso a opção “*Qlim*” estiver selecionada. O arquivo “*PV.plt*” contém os pontos das curvas PV das barras selecionadas para monitoração, as curvas podem ser visualizadas através do programa auxiliar PlotCepel. O “*vtan.out*” apresenta o relatório do Vetor Tangente que somente é criado se a opção “*Método Parametrizado PARM*” estiver ativa. O “*cont_xx.sav*” traz as soluções convergidas do FPC durante o processo de incremento de carga. (CEPEL, 2019).

A curva QV pode ser gerada ao término da execução do FP e FPC através da opção “*Curva QV*” na aba Análise, ao término da solicitação são criados dois arquivos “*QV.plt*” que contém os pontos das curvas PV das barras selecionadas para monitoração, as curvas podem ser visualizadas através do programa auxiliar PLOTCEPEL e o arquivo “*QV.out*” no qual é apresentado o relatório de convergência das barras selecionadas, através deste arquivo observa-se ainda se a barra de análise está operando em sua região estável ou instável (CEPEL, 2019). (PASSOS FILHO; ALVES, 2015). Na próxima seção será apresentado o modelo IEEE-30 barras escolhido para realização das simulações do FPC no ANAREDE.

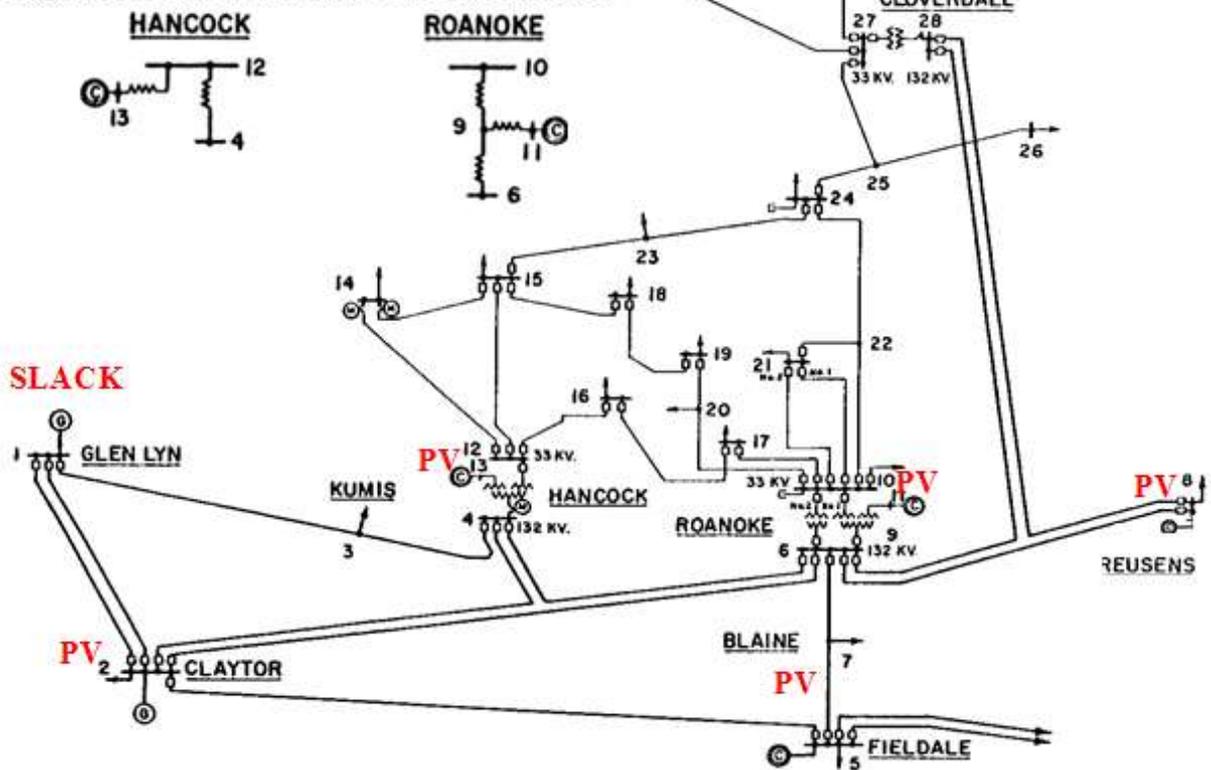
4.8 O modelo IEEE-30 Barras

O modelo IEEE-30 barras representa uma pequena parcela do sistema elétrico de potência norte-americano em meados de 1961, mas precisamente no Centro-oeste dos Estados Unidos da América. O modelo foi baseado em informações repassadas pela *American Electric Power Company Inc.* à *University of Washington* responsável pela formatação dos dados para o padrão IEEE em 1993. (UNIVERSITY OF WASHINGTON, 2015). Na Figura 8 é apresentada a estrutura do modelo IEEE-30 barras.

Figura 8 – Diagrama do modelo IEEE-30 barras

⊙ GERADOR ⊙ COMPENSADOR SÍNCRONO

Diagrama dos transformadores de três enrolamentos:



Fonte: adaptado de UNIVERSITY OF WASHINGTON (2015)

O sistema possui quatro transformadores conectando as barras 6, 9, 10 e 28, além de dois geradores nas barras 1 e 2 como pode ser visto na Figura 8 acima. As barras do modelo são divididas em quatro grupos de acordo com a sua tensão, são eles: Grupo A de 123 kV, Z de 1 kV, T de 33 kV e S de 11 kV. As barras nº 1, 2, 5, 8, 11 e 13 do modelo são barras PV e as outras 24 são barras PQ, como pode ser observado na Tabela 2 onde são apresentadas as barras do sistema e suas características.

Tabela 2 – Características das barras do modelo IEEE-30 barras

Barra nº	Tipo	Tensão (kV)	Nome	Carga Ativa (MW)	Carga Reativa (Mvar)	Shunt (Mvar)
1	2 – SLACK	132.0	Glen-Lyn-132			
2	1 – PV	132.0	Claytor--132	21.7	12.7	
3	0 – PQ	132.0	Kumis----132	2.4	1.2	
4	0 – PQ	132.0	Hancock -132	7.6	1.6	
5	1 – PV	132.0	Fieldale-132	94.2	19.	
6	0 – PQ	132.0	Roanoke--132			
7	0 – PQ	132.0	Blaine---132	22.8	10.9	

8	1 – PV	132.0	Reusens--132	30.0	30.0	
9	0 – PQ	1.0	Roanoke--1.0			
10	0 – PQ	33.0	Roanoke---33	5.8	2.0	19.0
11	1 – PV	11.0	Roanoke---11			
12	0 – PQ	33.0	Hancock---33	11.2	7.5	
13	1 – PV	11.0	Hancock---11			
14	0 – PQ	33.0	Barra14---33	6.2	1.6	
15	0 – PQ	33.0	Barra15---33	8.2	2.5	
16	0 – PQ	33.0	Barra16---33	3.5	1.8	
17	0 – PQ	33.0	Barra17---33	9.	5.8	
18	0 – PQ	33.0	Barra18---33	3.2	0.9	
19	0 – PQ	33.0	Barra19---33	9.5	3.4	
20	0 – PQ	33.0	Barra20---33	2.2	0.7	
21	0 – PQ	33.0	Barra21---33	17.5	11.2	
22	0 – PQ	33.0	Barra22---33			
23	0 – PQ	33.0	Barra23---33	3.2	1.6	
24	0 – PQ	33.0	Barra24---33	8.7	6.7	4.3
25	0 – PQ	33.0	Barra25---33			
26	0 – PQ	33.0	Barra26---33	3.5	2.3	
27	0 – PQ	33.0	Cloverdle-33			
28	0 – PQ	132.0	Cloverdle132			
29	0 – PQ	33.0	Barra29---33	2.4	0.9	
30	0 – PQ	33.0	Barra30---33	10.6	1.9	

Fonte: do autor

As barras de carga ou PQ possuem inserção de potência ativa e reativa fixas, ao passo que nas barras de geração ou barras PV a potência ativa e a magnitude da tensão são definidas enquanto que a fase e a potência reativa variam durante o processo de iteração. (JUNIOR; FREITAS; FERNANDES, 2018). (PONTES; PASSOS FILHO; GATTA, 2018). Na barra de referência V_{θ} também denominada como *Slack* ou *Swing* o ângulo de tensão, a magnitude da tensão e o ângulo de fase são fixos apenas a potência é variável. (CEPEL, 2019). (PONTES; PASSOS FILHO; GATTA, 2018).

O sistema possui quatro compensadores síncronos automáticos conectados as barras 5, 8, 11 e 13. Os compensadores síncronos funcionam como um gerador síncrono que trabalha com baixo fator de carga fornecendo energia reativa conforme a necessidade do sistema. (MA et al., 2018). Há ainda dois compensadores *Shunt* conectados às barras 10 e 24 e que injetam potência reativa pelo capacitor ou reator equivalente, sendo que o valor é positivo para capacitor e negativo para reator. (CEPEL, 2019).

5 METODOLOGIA PARA A ANÁLISE DA ESTABILIDADE DE TENSÃO

Neste capítulo, são descritos as características e os métodos utilizados para a realização do estudo da ET, sendo primeiramente abordado o modelo IEEE-30 barras, bem como a justificativa de sua escolha. Em seguida, são tratadas as metodologias empregadas na definição do incremento de carga e das barras de análise, e por fim são descritos os cenários e as configurações das simulações dos mesmos no *software* ANAREDE, escolhido para realização do estudo.

5.1 Análise da estabilidade de tensão do modelo IEEE-30 barras

Para realizar a AET optou-se por utilizar o modelo IEEE-30 barras por ser baseado em sistemas reais além de ser amplamente empregado em estudos de análises de redes elétricas e bem como por estar disponibilizado em formato *.pwf* compatível com o *software* ANAREDE versão 11.00.01 escolhido para a realização das simulações. (CEPEL, 2019).

Para AET do modelo utilizou-se as Curvas PV de todas as geradas pela simulação do FPC do sistema no *software* ANAREDE, os dados das curvas são armazenadas no arquivo “*PV.plt*” e a visualização das mesmas se dá com auxílio do PLOTCEPEL. No cálculo do FPC, a cada iteração há um acréscimo do parâmetro do incremento de carga definido pelo usuário, este cálculo é realizado até que seja alcançado o ponto de MTP para as soluções determinadas pelo utilizador no parâmetro Número Máximo de Soluções “ICIT”. (CEPEL, 2019) A curva PV permite que seja mensurado o valor do máximo carregamento, a partir deste ponto o sistema perde a estabilidade e pode entrar em colapso. Através da Curva PV é possível ainda estimar o nível de tensão crítica que trata-se do valor da tensão no ponto do carregamento máximo.

5.2 Incremento de carga

Para simular a submissão do sistema a um aumento do carregamento optou-se por utilizar incremento de carga de 3,7% em todas as barras. Este valor é a taxa de crescimento estipulada na 2ª Revisão Quadrimestral das Previsões de carga para o Planejamento Anual da Operação Energética 2019 – 2023 para os anos de 2020 e 2021 pela ONS em parceria com a CCEE e EPE, sendo utilizada para estudos elétricos estabelecidos pelos módulos do PROREDE. Com a finalidade de realizar uma avaliação coerente reproduzindo uma análise

próxima a casos reais, decidiu-se por utilizar o incremento de carga de 3,7%, visto que trata-se de um dado embasado em estudos atuais publicados pelo órgão responsável pela operação e controle do Sistema Interligado Nacional. Na Tabela 3 abaixo são apresentados os dados da Revisão Quadrimestral das Previsões de carga do ONS.

Tabela 3 – Previsões de carga do ONS.

Carga de energia - Taxas de crescimento (% ao ano)					
Planejamento Anual da Operação Energética 2019-2023					
2ºRQ 2019-2023					
Subsistema	2019	2020	2021	2022	2023
Norte	4,5%	7,1%	3,6%	4,0%	7,1%
Nordeste	2,7%	4,5%	4,4%	4,6%	4,5%
Sudeste/CO	2,6%	3,1%	3,4%	3,5%	3,6%
Sul	2,0%	3,2%	3,8%	3,9%	3,8%
SIN	2,7%	3,7%	3,7%	3,8%	4,1%

Fonte: Adaptado de ONS, 2019

5.3 Determinação das barras de análise

Na determinação das barras mais críticas utilizou-se o método do VT, como proposto por ACHARYA; RAO, 2013 que afirma que quanto maior o valor do índice do VT menor é a MET e mais crítica é a barra. (ACHARYA; RAO, 2013). (NETO; SOUZA; NASCIMENTO; LORENCI, 2018). O ANAREDE fornece o VT através do relatório do arquivo *VTan.out* gerado ao final da execução do FPC. (CEPEL, 2019). Para a seleção das barras para análise da magnitude da tensão no PMTP considerou-se as 8 barras mais críticas nº 30, 29, 26, 25, 27, 24, 23 e 19 apontadas pelo Relatório do VT gerado após a aplicação do incremento de carga de 3,7% e execução do FPC, estes resultados são demonstrados na Tabela 4.

As barras da Tabela 4 foram classificadas de acordo com o seu nível de criticidade da MET, desta forma as barras que possuem os menores valores de MET encontram-se nas primeiras posições da Tabela 4, ao passo que as maiores MET localizam-se nas últimas posições e são mais estáveis em relação à tensão. O sinal do VT está relacionado ao carregamento quando o PO atual for igual ao PO inicial o VT é positivo, caso contrário o k-ésimo do e_k da MJ é substituído pela tensão que tiver o componente mais negativo calculado na previsão anterior e como a tensão das barras neste caso diminui o VT é negativo. (ACHARYA; RAO, 2013). Na Tabela 4 percebe-se que as barras 30 a 11 possuem o ângulo do VT negativo sendo assim apresentam diminuição da magnitude da tensão.

Tabela 4 – Relatório do VT gerado pelo ANAREDE

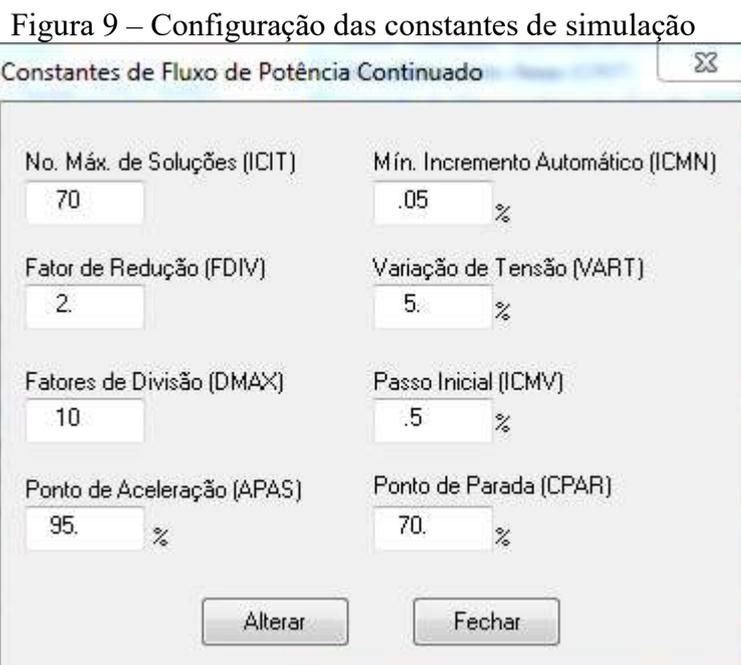
Barra nº	Nome	Tensão	Ângulo
30	Barra30---33	-1.837	-2.346
29	Barra29---33	-1.667	-1.537
26	Barra26---33	-1.549	-1.211
25	Barra25---33	-1.400	-0.9412
27	Cloverdle-33	-1.382	-0.8399
24	Barra24---33	-1.303	-0.9038
23	Barra23---33	-1.227	-0.8196
19	Barra19---33	-1.198	-0.9434
18	Barra18---33	-1.186	-0.8800
20	Barra20---33	-1.179	-0.8627
22	Barra22---33	-1.177	-0.7327
21	Barra21---33	-1.173	-0.7354
15	Barra15---33	-1.137	-0.6770
17	Barra17---33	-1.114	-0.6385
14	Barra14---33	-1.100	-0.6598
10	Roanoke---33	-1.098	-0.5859
16	Barra16---33	-1.085	-0.5536
12	Hancock---33	-1.026	-0.4411
13	Hancock---11	-1.026	-0.4411
9	Roanoke--1.0	-0.9596	-0.1572
11	Roanoke---11	-0.9596	-0.1572
28	Cloverdle132	-0.7082	0.2515
8	Reusens--132	-0.6422	0.2329
6	Roanoke--132	-0.6059	0.2495
7	Blaine---132	-0.5301	0.2015
4	Hancock -132	-0.5123	0.2464
3	Kumis----132	-0.4092	0.2053
5	Fieldale-132	-0.4035	0.1829
2	Claytor--132	-0.2213	0.1564

Fonte: do autor

Enfatiza-se que as barras 5, 8, 11 e 13 são conectadas a compensadores síncronos automáticos que realizam a correção de reativos ajustando o nível de tensão e otimizando o fluxo de potência, salienta-se também que barra 2 é conectada a um gerador síncrono. As barras 2, 5, 8, 11 e 13 não são apontadas como sensíveis pelo relatório do VT, no entanto decidiu-se por incorporá-las à AET com a finalidade de avaliar o impacto da compensação de potência reativa sobre o perfil da tensão das mesmas. Não será realizada a análise da barra 1 que também possui um gerador por se tratar da barra de referência e desta forma não são gerados os dados da curva PV desta barra pelo *software* de simulação.

5.4 Determinação dos parâmetros de simulação do FPC no ANAREEDE

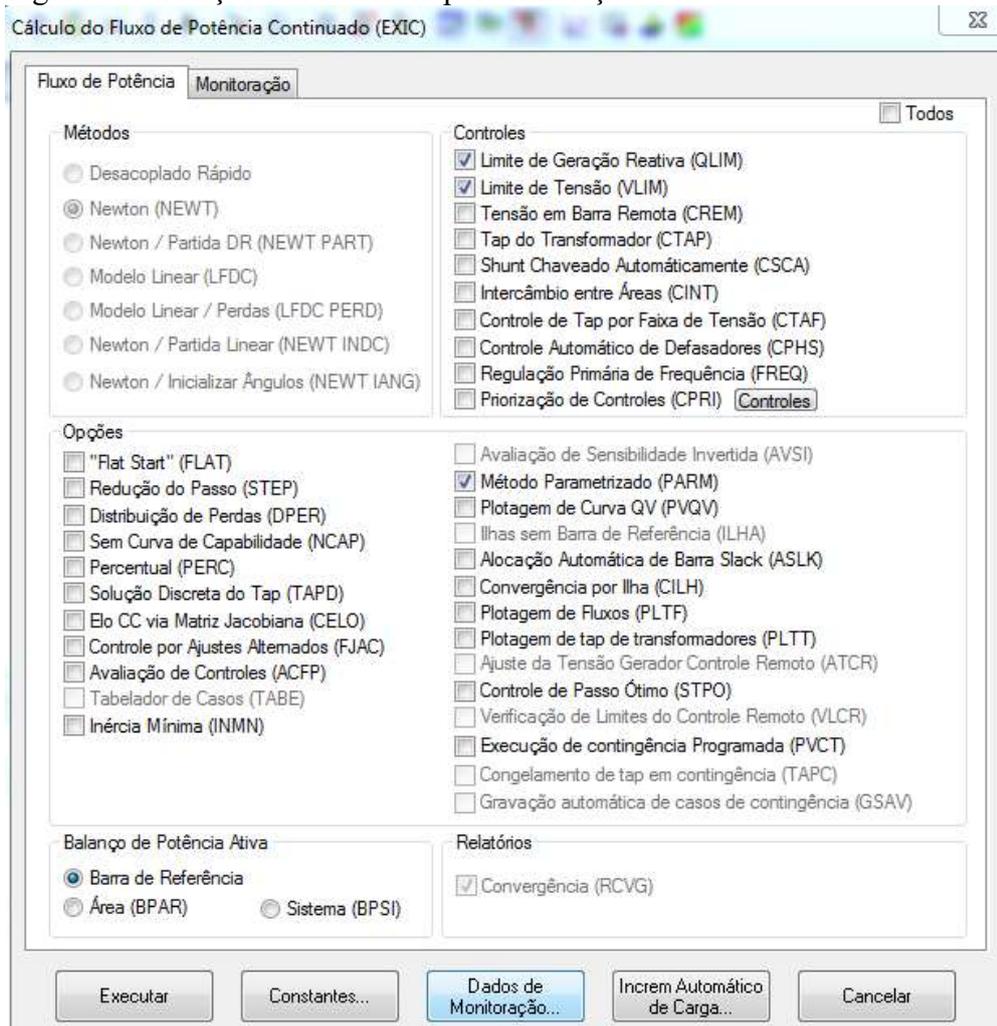
Para a realização do estudo da ET do modelo IEEE-30 barras estipularam-se 5 estudos de casos com circunstâncias diferentes para a análise e comparação dos resultados obtidos com as simulações do FPC com incremento de carga de 3,7% e parâmetro de ICT de 70 iterações como demonstrado na Figura 9.



Fonte: do autor

Como os modelos IEEE são bastante estáveis decidiu-se por utilizar 70 iterações para o cálculo do FPC com a intenção de obter uma curva QV mais estruturada. A constante DMAX foi definido em 10, desta forma caso a resolução não atinja uma solução dentro de 10 tentativas o cálculo é finalizado. Na Figura 10 são apresentados os controles selecionados para simulação do FPC.

Figura 10 - Seleção dos controles para simulação



Fonte: do autor

Na Figura 11 pode-se ver que o incremento de carga de 3,7% foi aplicado a todas as barras do sistema através da opção DINC, sem a adição de potência reativa. Esta opção pode ser visualizada na Figura 11 abaixo.

Figura 11 – Incremento de carga

Fonte: do autor

As especificações da compensação de reativos dos cenários de análise são alterados de um caso a outro a fim de analisar o grau da estabilidade do sistema. As características definidas para a realização das simulações no ANAREDE são explanadas a seguir.

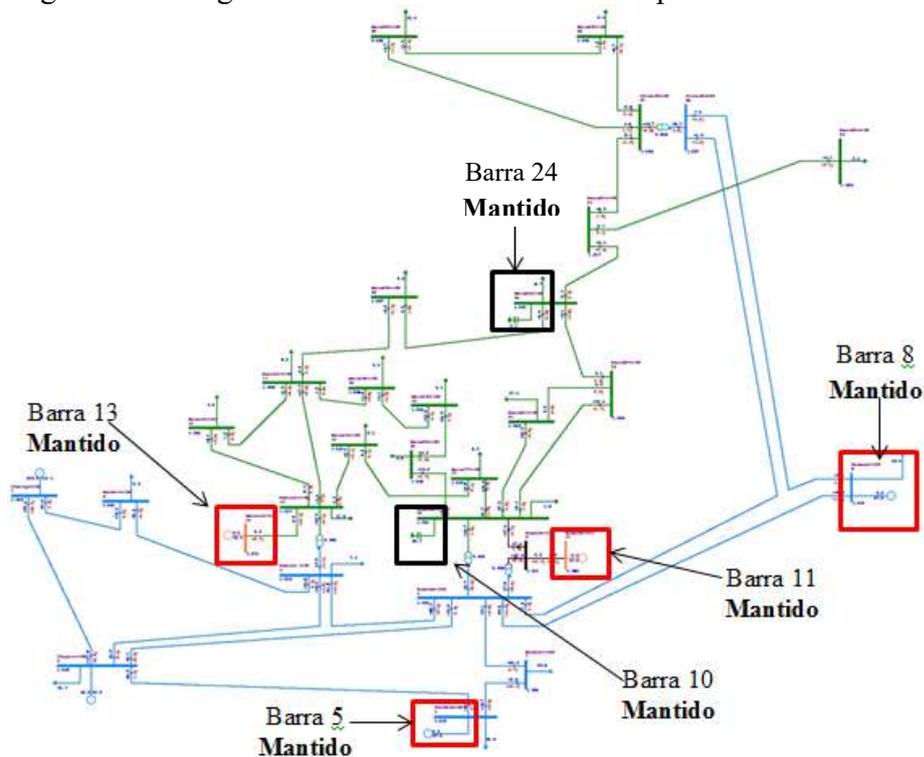
5.5 Definição dos cenários de simulação

Para a AET decidiu-se por simular o FPC no ANAREDE para 5 configurações distintas do modelo IEEE-30 barras, com a finalidade de avaliar a influência da potência reativa para a estabilidade de tensão do modelo. Desta forma, foram estabelecidos 5 cenários diferentes para a análise que terão suas características apresentadas a seguir.

Cenário 1 – Sem alterações do diagrama original do modelo

No cenário 1 não foram realizadas mudanças na composição dos elementos do modelo conservando as fontes de potência reativa proveniente dos compensadores síncronos das barras 5, 8, 11 e 13 e das compensações *Shunt* das barras 10 e 24. Como pode ser visto abaixo o incremento de carga foi aplicado a todas as barras, optou-se por não inserir potência reativa a fim de analisar a capacidade de suprimento de reativos do próprio sistema, como demonstrado pela Figura 12 abaixo.

Figura 12 – Diagrama do modelo IEEE-30 barras para o cenário 1

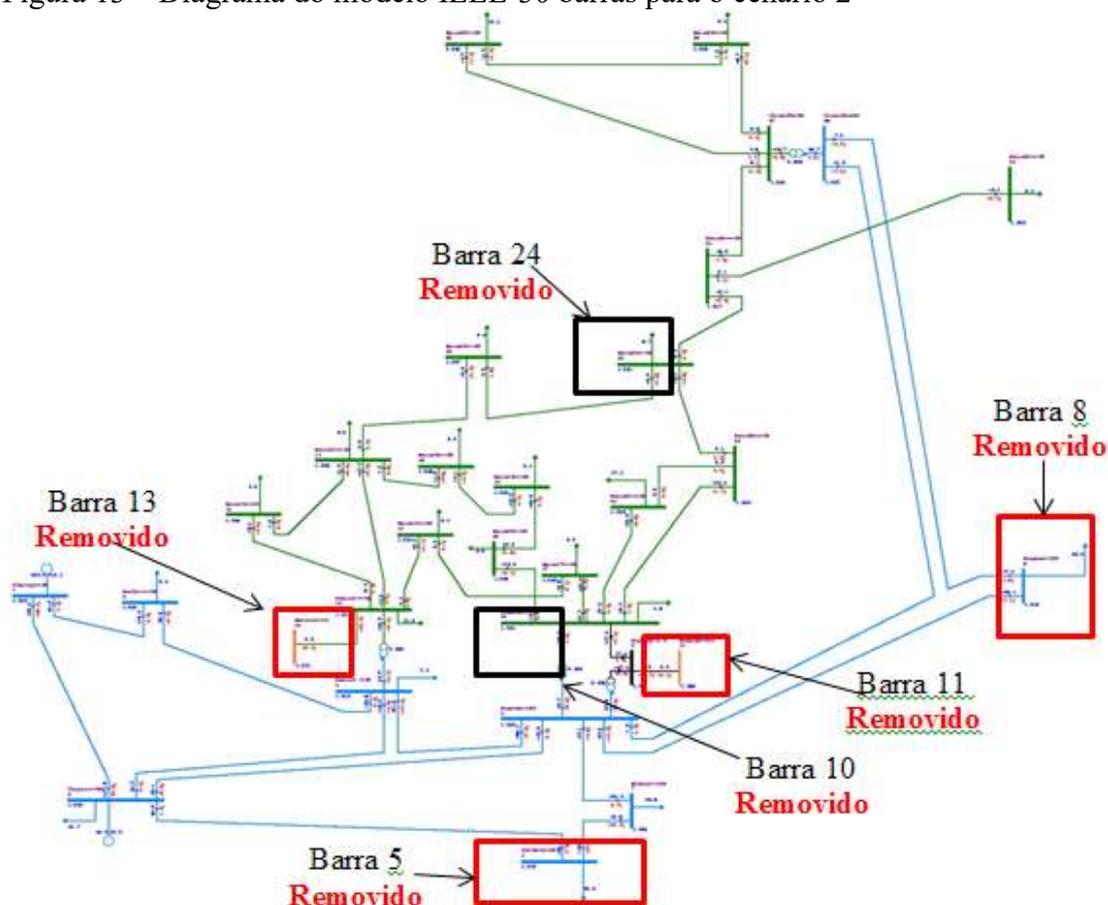


Fonte: do autor

Cenário 2 – Com a remoção das compensações originais do modelo e sem adição complementar de reativos

Para o cenário 2 optou-se pela remoção das compensações de potência reativa das barras 5, 8, 10, 11, 13 e 24 como demonstrado na Figura 12 com a finalidade de avaliar o comportamento da estabilidade de tensão do modelo quando submetido ao incremento de carga de 3,7% adicionado a todas as barras do sistema e sem a injeção de reativos adicionais de compensação. Como pode ser visto na Figura 13 abaixo as únicas fontes de potência reativa mantidas são os geradores das barras 1 e 2.

Figura 13 – Diagrama do modelo IEEE-30 barras para o cenário 2



Fonte: do autor

Cenário 3 – Inclusão de compensação Shunt adicional e remoção dos compensadores síncronos.

Como citado anteriormente e de acordo com a Tabela 4 da análise do VT as barras mais suscetíveis à instabilidade de tensão são as barras 26, 29 e 30 devido ao nível baixo de tensão em que alcançaram o máximo carregamento. Desta forma, a fim de analisar do ponto de vista da injeção de reativos preferiu-se realizar compensação *Shunt* nas barras 26 e 30, pois as barras 29 e 30 são próximas uma da outra. Para a compensação se estipulou os valores de 29 Mvar e 30 Mvar para as barras 26 e 30, respectivamente. Nas Figuras 14 e 15 são apresentadas as incorporações dos dados elétricos das compensações *Shunt* das barras 26 e 30.

Figura 14 – Compensação *Shunt* adicionada à barra 26

Dados de Barra CA (DBAR)

Número: 26

Nome: Barra26--33

Tensão: 1000 p.u.

Ângulo: -16. graus

Tipo: 0 - PQ

VDef: 1000 p.u.

Grupo Limite de Tensão: 0

Grupo Base de Tensão: T 33 kV

Área: 1

Barra Controlada: Controle Local

Modo de Visualização: 0 - Normal

Ligado

Carga Ativa: 3.5 MW

Carga Reativa: 2.3 Mvar

Geração Ativa: MW

Geração Reativa: Mvar

Shunt: Equivalente 29 Mvar

Individualizado (DBSH): Mvar

Aggregadores

Primeira Vizinhança

Número: Nome:

Fonte: do autor

Figura 15 - Compensação *Shunt* adicionada à barra 30

Dados de Barra CA (DBAR)

Número: 30

Nome: Barra30--33

Tensão: 0992 p.u.

Ângulo: -17. graus

Tipo: 0 - PQ

VDef: 1000 p.u.

Grupo Limite de Tensão: 0

Grupo Base de Tensão: T 33 kV

Área: 1

Barra Controlada: Controle Local

Modo de Visualização: 0 - Normal

Ligado

Carga Ativa: 10.6 MW

Carga Reativa: 1.9 Mvar

Geração Ativa: MW

Geração Reativa: Mvar

Shunt: Equivalente 30.1 Mvar

Individualizado (DBSH): Mvar

Aggregadores

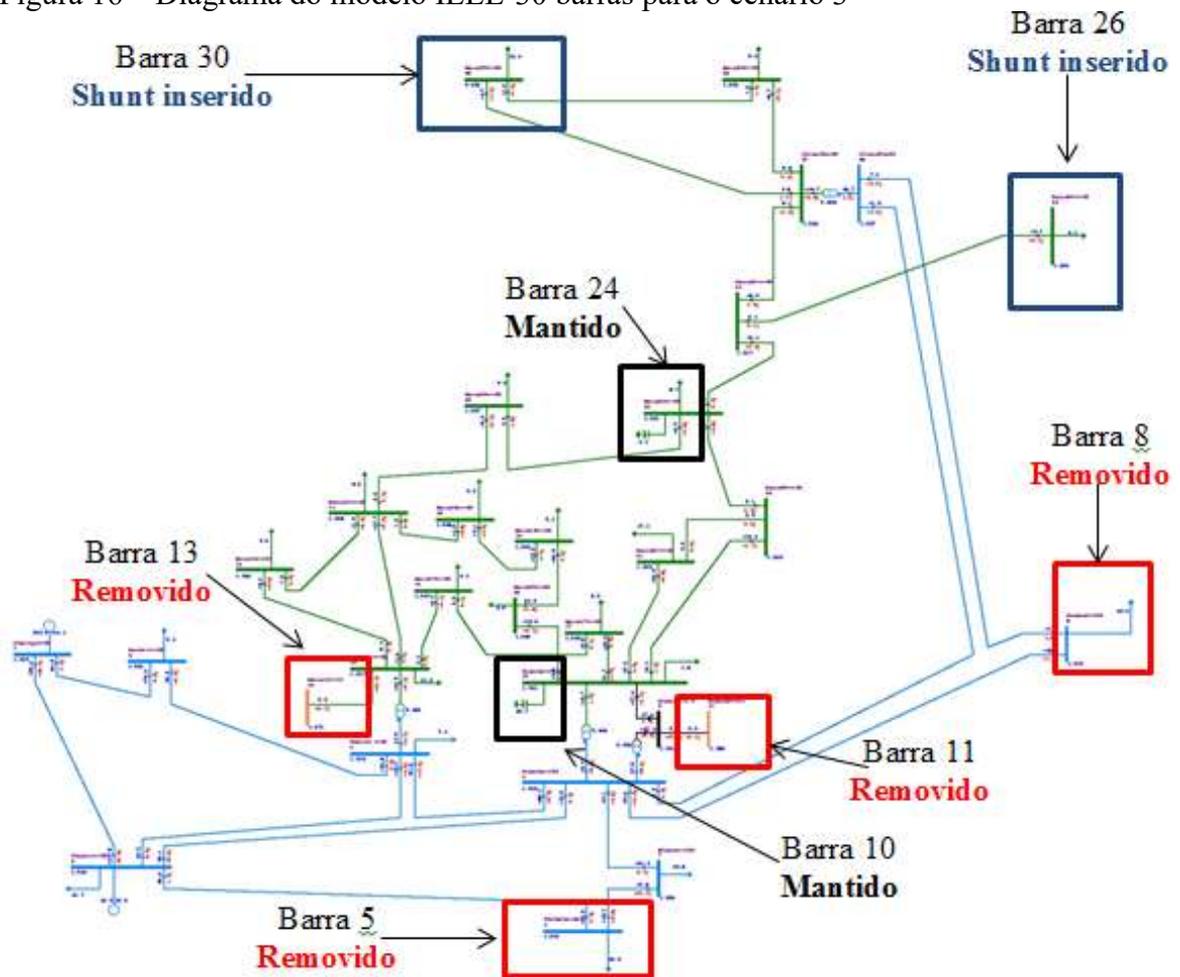
Primeira Vizinhança

Número: Nome:

Fonte: do autor

Para a realização da simulação deste cenário o carregamento do sistema foi acrescido de 3,7% em todas as barras, além disso, foram removidos os compensadores síncronos, entretanto as compensações *Shunt* das barras 10 e 24 presentes no diagrama original foram mantidas. Na Figura 16 abaixo são demonstradas as alterações do diagrama original.

Figura 16 – Diagrama do modelo IEEE-30 barras para o cenário 3



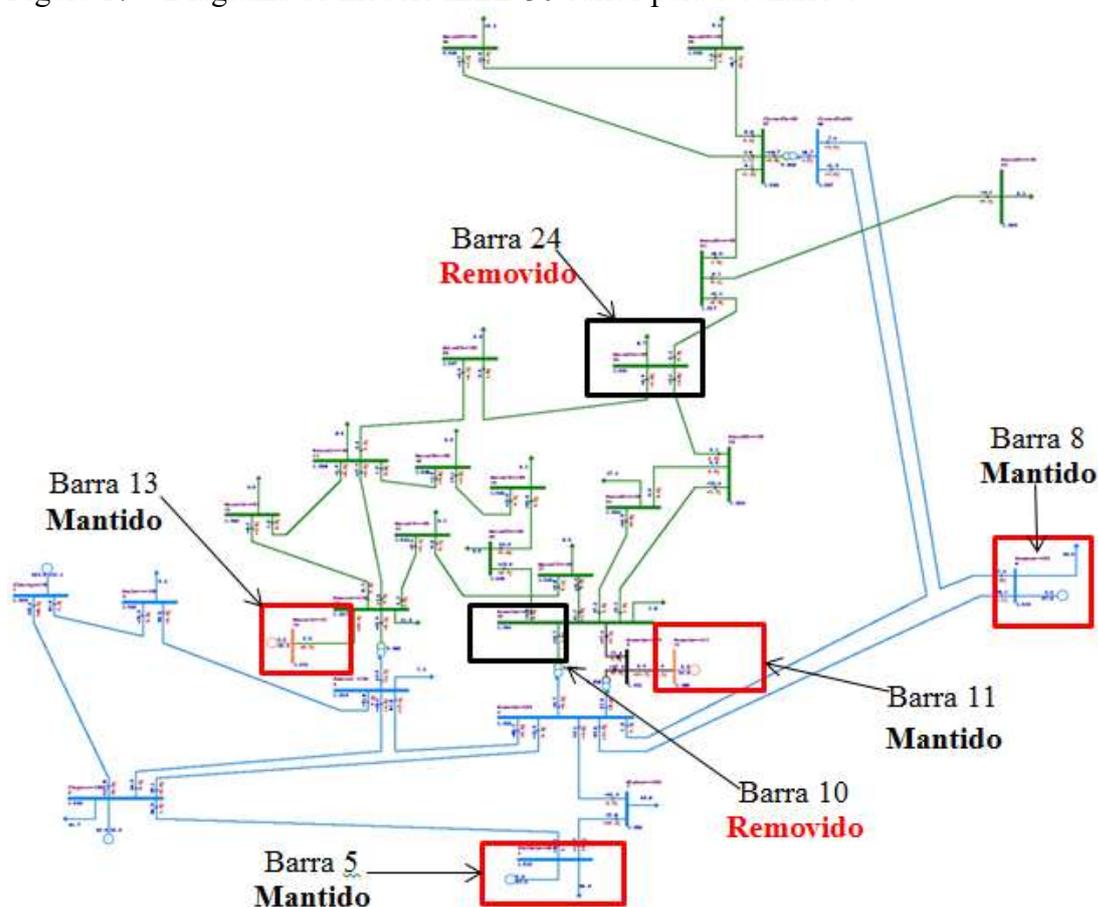
Fonte: do autor

Como pode ser visto na Figura 16 acima, os dados gráficos das compensações não foram inseridos no diagrama, pois o ANAREDE permite que as simulações sejam efetivadas apenas com os dados elétricos dos elementos. Se um componente tiver seus dados gráficos removidos, os dados elétricos do mesmo elemento continuaram a ser utilizados nas simulações, desta forma caso seja desejável excluir um objeto da simulação é necessário remover seus dados elétricos.

Cenário 4 – Apenas com os compensadores síncronos e sem compensação extra de reativos.

Na realização deste estudo de caso as compensações *Shunt* das barras 10 e 24 foram retiradas, ao passo que os compensadores síncronos nº 5, 8, 11 e 13 foram mantidos. Não foram injetadas compensações adicionais no modelo, entretanto a carga de todas as barras do modelo foi incrementada em 3,7%. As alterações do diagrama podem ser visualizadas na Figura 17.

Figura 17 – Diagrama do modelo IEEE-30 barras para o cenário 4

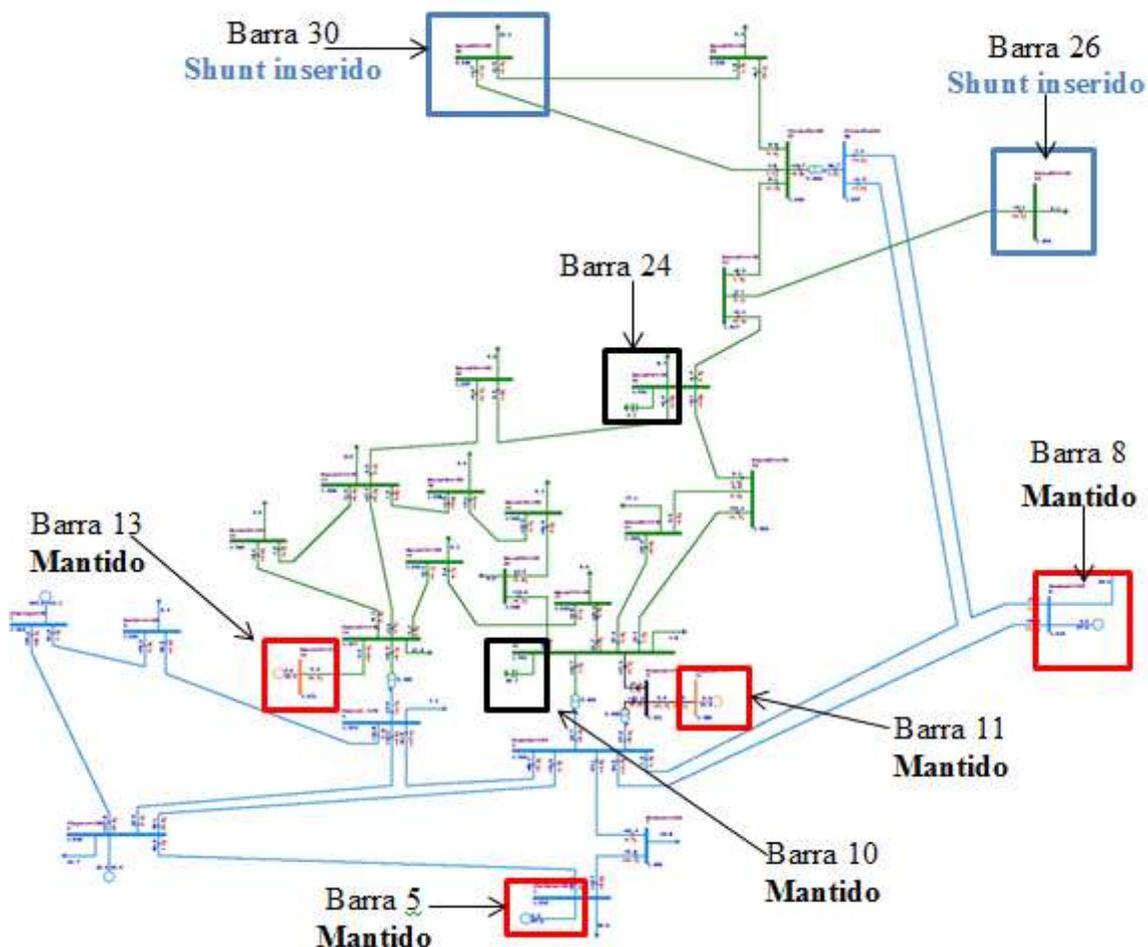


Cenário 5 – Sem remoção das compensações originárias do sistema e com a inserção de compensação complementar

Para a simulação do quinto estudo de caso foram conservadas as compensações originais do modelo e inseridos *Shunt* complementares de 29 Mvar e 30 Mvar às barras 26 e 30, respectivamente como executado no Cenário nº 3. Da mesma forma que o estudo de caso

nº 3 não foram inseridos os dados gráfcos adiçã de compensaçã *Shunt*. As mudançã realizadas sã apresentadas na Figura 18.

Figura 18 – Diagrama do modelo IEEE-30 barras para o cenário 5



Fonte: do autor

5.6 Método de cálculo da MET

O cálculo da MET é realizado para verificar a distância entre a operação segura do sistema e a instabilidade de tensão. Para este cálculo é necessário que o PO e o PMTP sejam conhecidos, conforme a Equação 14 apresentada na seção Margem de Estabilidade de Tensão do capítulo anterior.

Para mensuração do PO utilizou-se a curva PV, sendo aferido através do ponto da extrema esquerda do eixo das abscissas, como exemplificado na Figura 19. O PO resultante é de 283,4 MW como demonstrado em detalhe na Figura 20, sendo igual para todas as barras do modelo e de valor fixo independente das alterações dos cenários de simulações.

Figura 19 - Mensuração do PO



Fonte: do autor

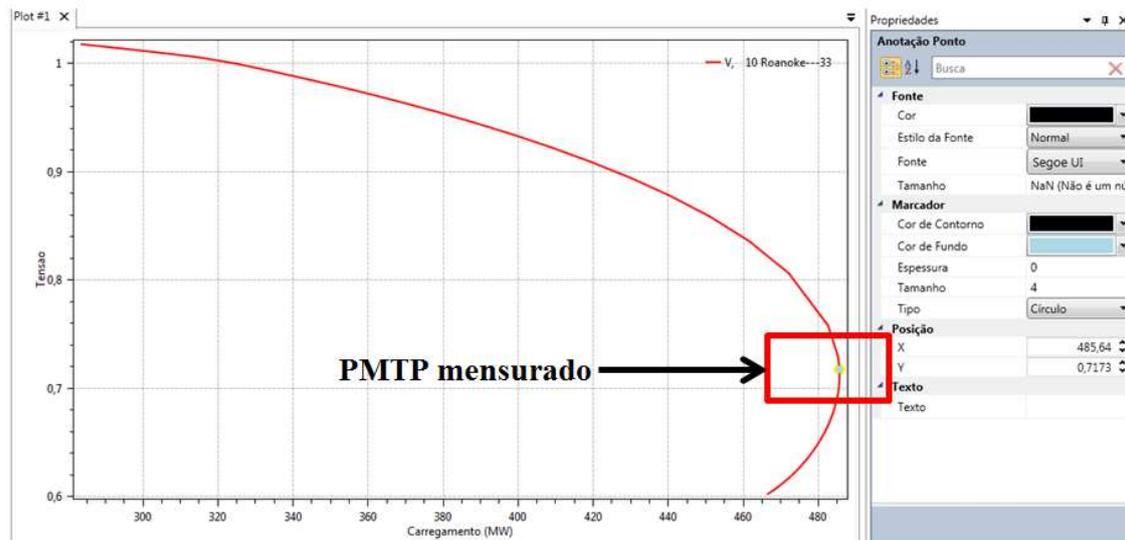
Figura 20 - Detalhe de aferição do PO



Fonte: do autor

O PMTP varia de acordo com as circunstâncias das simulações, entretanto o seu valor é o mesmo para todas as barras de uma simulação. Sua mensuração é semelhante à aferição do PO com a diferença que o ponto verificado localiza-se na ponta do nariz da curva PV como ilustrado na Figura 21 abaixo.

Figura 21 – Medição do PMTP



Fonte: do autor

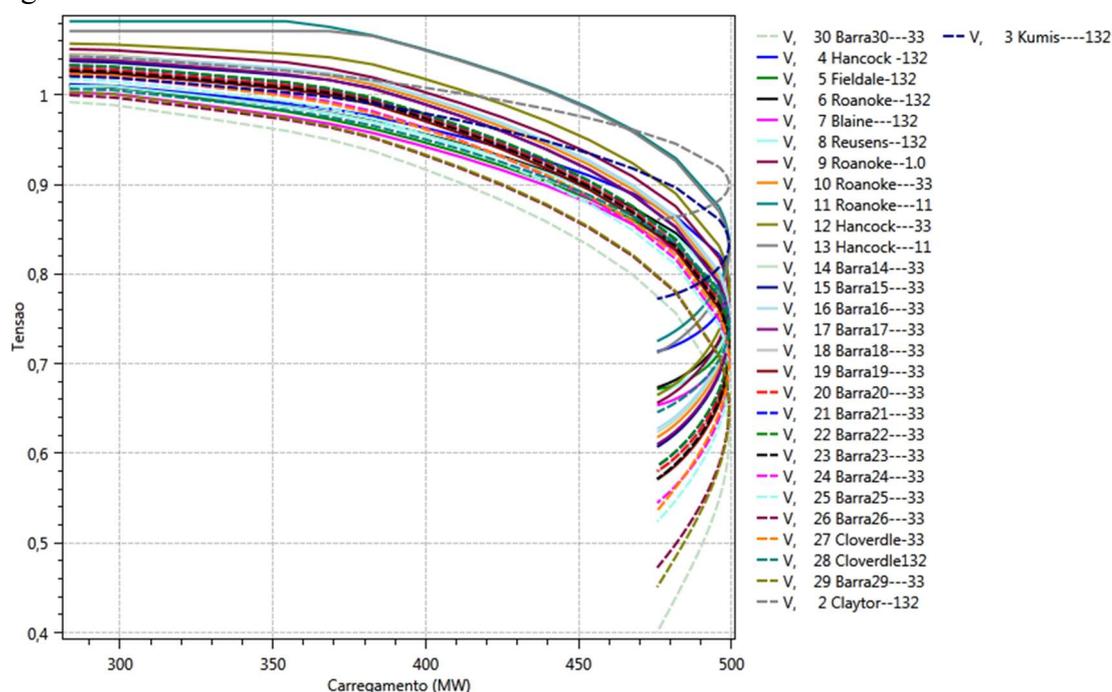
6 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO

Neste capítulo são abordados os resultados obtidos nos estudos de caso do modelo IEEE-30 provenientes da simulação do FPC em cinco cenários diferentes explanados no capítulo anterior e realizadas no *software* ANAREDE. Para melhor compreensão optou-se por dividir

6.1 Resultados do estudo de caso nº 1: sem alterações do diagrama

Na simulação do primeiro estudo de caso não foram feitas modificações no diagrama original do modelo. O carregamento máximo do modelo IEEE-30 barras com incremento de carga de 3,7% é de 499,17 MW, a partir desse ponto o sistema perde ET podendo entrar em colapso como pode ser visto na Figura 22. O ponto de tensão crítica varia entre 0,90 pu de V a 0,62 pu de V no caso mais extremo como pode ser observado de forma mais clara na Tabela 5.

Figura 22 – Curva PV do cenário 1



Fonte: do autor

A barra mais crítica do sistema é a barra 30 que apresenta o ponto de tensão crítica em 0,62 pu de V, uma vez que atingiu o PMTP em um nível inferior em comparação as demais. Através da Tabela 5 abaixo constata-se que os níveis do PMTP são mais altos nas barras que

possuem compensador síncrono, enquanto que as barras 29 e 30 possuem os níveis mais baixos de tensão.

Tabela 5 – Relação entre o carregamento e o nível de tensão para o cenário 1

Barra n°	Ponto de operação (pu de v)	Carregamento do ponto de operação (MW)	Ponto de máximo carregamento (pu de v)	Máximo carregamento (MW)
2	1,3	283,40	0,90	499,17
5	1	283,40	0,75	499,17
8	1	283,40	0,75	499,17
11	1,6	283,40	0,83	499,17
13	1,6	283,40	0,83	499,17
19	1	283,40	0,72	499,17
23	1	283,40	0,74	499,17
24	1	283,40	0,72	499,17
25	0,98	283,40	0,68	499,17
26	0,96	283,40	0,68	499,17
27	0,96	283,40	0,66	499,17
29	0,92	283,40	0,64	499,17
30	0,92	283,40	0,62	499,17

Fonte: do autor

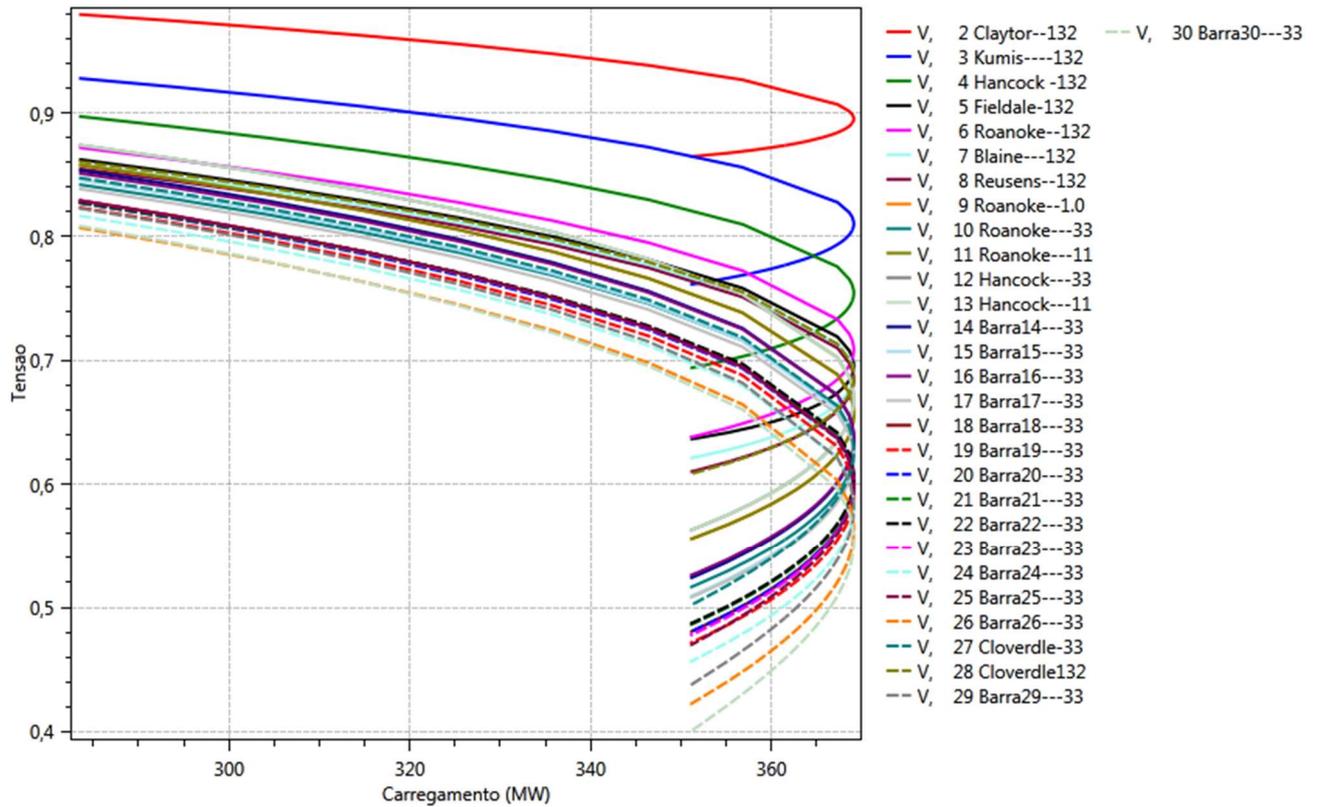
A MET do cenário 1 é calculada pela equação abaixo. O carregamento do PO do sistema para todos os cenários é 283,4 MW e o ponto de MTP para este estudo de caso é de 499,17 MW. Desta forma, a margem de ET é de 215,77 MW como mostrado na Equação 15.

$$MET_1 = 499,17 - 283,4 = 215,77 \text{ MW} \quad (15)$$

6.2 Resultados do estudo de caso n° 2: Remoção dos compensadores síncronos

O estudo do caso n° 2 do modelo IEEE-30 barras foi realizado com o aumento do carregamento de 3,7% em todas as barras do sistema, no entanto sem a compensação de reativos e com a remoção dos compensadores síncronos do diagrama original com a finalidade de avaliar o impacto da compensação sobre a estabilidade do sistema a Figura 23 apresenta a curva PV resultante.

Figura 23 – Curva PV do cenário 2



Fonte: do autor

Como pode ser visto na Figura 23 o carregamento máximo alcançado pelo sistema 369,10 MW, a redução em relação ao estudo de caso anterior é de 130,07 MW como mostrado pela Equação 16. Tal fato ocorre em consequência da remoção dos compensadores síncronos, bem como da retirada da compensação *Shunt*. Os compensadores síncronos injetam ou consomem reativos conforme a necessidade do sistema elevando os níveis de tensão contribuindo para a otimização do carregamento e consequentemente melhorando a ET do sistema do mesmo modo que a compensação *Shunt*, entretanto com compensação fixa.

$$\Delta P_{1,2} = 499,17 - 369,10 = 130,07 \text{ MW} \quad (16)$$

Na Tabela 6 abaixo destaca os níveis críticos de tensão das 13 barras definidas para análise, sendo que as barras nº 26 e nº 30 possuem os níveis mais baixos de tensão.

Tabela 6 – Relação do nível de tensão no PMTP do cenário 2

Barra n°	Nível de tensão do PMTP (pu de V)
2	0,90
5	0,70
8	0,68
11	0,66
13	0,67
19	0,59
23	0,60
24	0,58
25	0,60
26	0,56
27	0,62
29	0,58
30	0,56

Fonte: do autor

Na Equação 17 tem-se a MET para as circunstâncias aplicadas ao cenário. O PO do sistema para todos os cenários é 283,4 MW e o ponto de MTP para o presente estudo de caso é de 369,10 MW, sendo a MET de 85,70 MW.

$$MET_2 = 369,10 - 283,4 = 85,70 \text{ MW} \quad (17)$$

Em comparação com o estudo de caso anterior houve um decréscimo de 130 MW MET do segundo cenário como demonstrado na Equação 18, em decorrência da diminuição da carga transferida resultante da insuficiência de reativos do sistema.

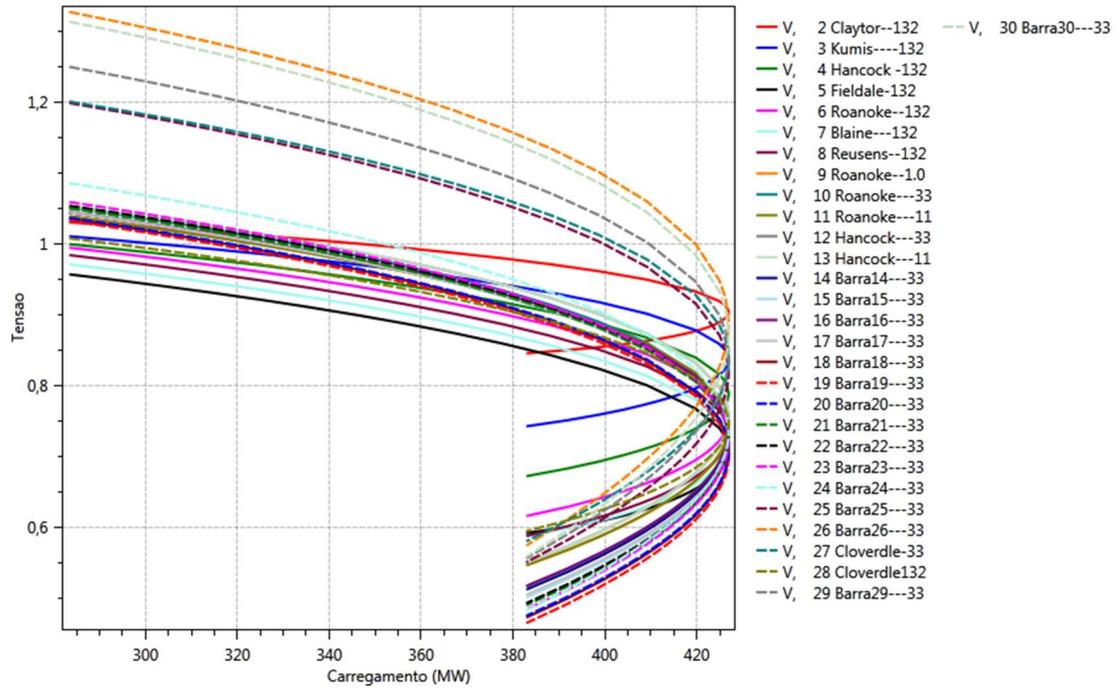
$$\Delta MET_{1,2} = 215,77 - 85,70 = 130,07 \text{ MW} \quad (18)$$

6.3 Resultados do estudo de caso nº 3: adição de compensação *Shunt* de reativos

Como citado anteriormente de acordo com a Tabela 4 as barras mais suscetíveis à instabilidade de tensão são as barras 26 e 30. Desta forma, a fim de analisar da injeção de reativos optou-se por realizar compensação *Shunt* nas barras 26 e 30 para tanto, se estipulou os valores de 29 Mvar 30 Mvar respectivamente. Para a criação deste cenário foram removidos os compensadores síncronos, entretanto as compensações *Shunt* das barras 10 e 24

foram mantidas. Na Figura 24 abaixo são apresentadas as curvas PV provenientes da simulação.

Figura 24 – Curva PV do cenário 3



Fonte: do autor

Como é possível observar na Figura 24 acima, o carregamento máximo do sistema para o cenário do estudo de caso n° 3 foi de 426,93 WM. Comparando este valor aos resultados obtidos no primeiro estudo de caso em que a configuração original do sistema não sofre alterações verifica-se que houve uma redução de 72,24 MW como pode ser visto na Equação 19. Em contrapartida quando em comparação ao segundo estudo de caso em que não há nenhuma compensação de reativos o aumento foi de 57,83 MW de acordo com a Equação 20, este valor representa uma melhoria na estabilidade do sistema de uma forma geral, bem como um aumento significativo de seu carregamento. Na Tabela 7 são apresentados os níveis de tensão para as barras de análise.

$$\Delta P_{1,3} = 499,17 - 426,93 = 172,24 \text{ MW} \quad (19)$$

$$\Delta P_{3,2} = 426,93 - 369,10 = 57,83 \text{ MW} \quad (20)$$

Tabela 7 – Relação do nível de tensão no PMTP do cenário 3

Barra n°	Nível de tensão do PMTP (pu de V)
2	0,90
5	0,71
8	0,73
11	0,75
13	0,76
19	0,70
23	0,73
24	0,73
25	0,82
26	0,89
27	0,83
29	0,85
30	0,88

Fonte: do autor

Na Tabela 7 acima observa-se que os níveis de tensão das barras 23 a 30 estão mais altas quando comparadas ao primeiro e segundo estudos de caso, com isso constata-se que a compensação *Shunt* utilizada contribuiu para a melhoria do nível de tensão destas barras. Ao passo que as barras 5 a 19 melhoraram seu nível em comparação ao segundo estudo de caso, porém estes valores continuam sendo inferiores ao primeiro cenário analisado. A barra 2 manteve seu nível de tensão fixo em 0.90 pu de V nos três cenários.

A MET para este cenário é de 145,53 MW, visto que o ponto de operação do sistema é de 283,40 MW e o ponto de MTP é de 426,90 MW, como apresentado na Equação 21.

$$MET_3 = 426,93 - 283,40 = 143,53 \text{ MW} \quad (21)$$

Do primeiro para o terceiro estudo de caso ocorreu uma atenuação de 72,24 MW da MET em consequência da exclusão da compensação síncronas das barras 5, 8, 11 e 13, este valor pode ser constatado pela Equação 22. Do segundo para o terceiro cenário a MET teve um ganho de 57,80 MW devido a complementação *Shunt* realizada nas barras 26 e 30, bem como pela preservação das compensações *Shunt* das barras 10 e 24 visto que não houve retificação reativa no estudo de caso n° 2.

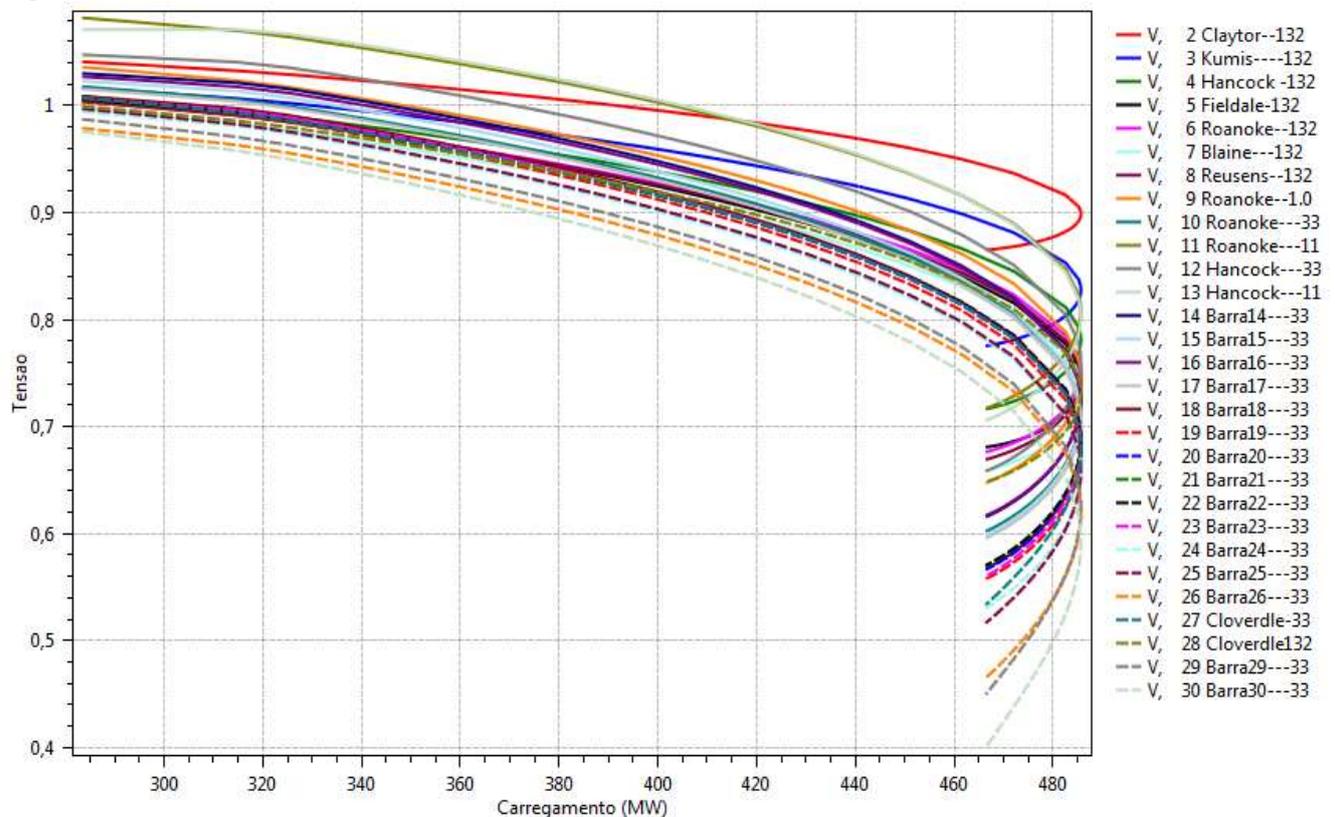
$$\Delta MET_{1,3} = 215,77 - 143,53 = 72,24 \text{ MW} \quad (22)$$

$$\Delta MET_{2,3} = 143,53 - 85,70 = 57,83 \text{ MW} \quad (23)$$

6.4 Resultados do estudo de caso n° 4: operação com compensadores síncronos e sem compensação *Shunt*

Para a análise deste cenário foi realizado o incremento de carga de 3,7% em todas as barras do sistema e as compensações *Shunt* das barras 10 e 24 foram removidas para estas condições o carregamento máximo alcançado pelo sistema foi de 485,68 MW a partir deste ponto o sistema perde estabilidade como demonstrado na Figura 25 abaixo. O ganho do carregamento foi de 58,78 MW em relação ao terceiro estudo de caso como apresentado pela Equação 24. Em comparação ao segundo cenário o aumento foi de 116,58 MW como ilustrado pela Equação 25, entretanto houve uma redução de 13,49 MW da primeira para a quarta simulação como ilustrado pela Equação 26, este fato ocorre devido à remoção da compensação *Shunt* das barras 10 e 24.

Figura 25 – Curva PV do cenário 4



Fonte: do autor

$$\Delta P_{1,4} = 499,17 - 485,68 = 13,49 \text{ MW} \quad (24)$$

$$\Delta P_{4,2} = 485,68 - 369,10 = 116,58 \text{ MW} \quad (25)$$

$$\Delta P_{4,3} = 485,68 - 426,93 = 58,75 \text{ MW} \quad (26)$$

Na Tabela 8 são exibidos os níveis de tensão das barras de análise no momento de alcance do máximo carregamento do sistema. As barras que atingiram os níveis mais baixos foram as barras 30, 29 e 26 como pode ser visto abaixo. É observável ainda que as barras distantes dos compensadores síncronos apresentam níveis inferiores às demais.

Tabela 8 – Relação do nível de tensão no PMTP do cenário 4

Barra n°	Nível de tensão do PMTP (pu de V)
2	0,90
5	0,75
8	0,75
11	0,81
13	0,80
19	0,68
23	0,68
24	0,66
25	0,66
26	0,62
27	0,68
29	0,62
30	0,59

Fonte: do autor

De acordo com a Equação 27 margem de ET para o quarto estudo de caso é de 202,28 MW, dado que o ponto de operação do modelo é de 283,40 MW e o PMTP do sistema é de 485,68 MW, como demonstrado a seguir.

$$MET_4 = 485,68 - 283,40 = 202,28 \text{ MW} \quad (27)$$

Com a equação acima é possível constatar que a MET do quarto cenário é 12,89 MW menor que no primeiro caso como pode ser visto na Equação 28, este fato ocorre em virtude da eliminação da compensação *Shunt* das barras 10 e 24. Como consequência da atuação dos compensadores síncronos mantidos durante a simulação do quarto cenário houve um aumento

de 116,58 MW em relação ao segundo estudo de caso no qual não efetuou-se compensação reativa o que foi demonstrado pela Equação 29. Do terceiro para o quarto cenário a diferença da margem é de 58,78 MW, sendo maior no estudo de caso nº 4 pelo efeito da permanência dos compensadores síncronos no sistema ao que no estudo de caso nº 3 estes equipamentos foram removidos enquanto que as compensações *Shunt* das barras 10 e 24 foram mantidas e adicionadas nas barras 26 e 30. Na Equação 30 pode-se ver o cálculo da diferença entre a MET do cenário 4 e 3.

$$\Delta MET_{1,4} = 215,17 - 202,28 = 12,89 \text{ MW} \quad (28)$$

$$\Delta MET_{4,2} = 202,28 - 85,70 = 116,58 \text{ MW} \quad (29)$$

$$\Delta MET_{4,3} = 202,28 - 143,53 = 58,75 \text{ MW} \quad (30)$$

6.5 Resultado do estudo de caso nº 5: sem alterações do diagrama e com compensação *Shunt* adicional

O carregamento máximo foi de 537,18 MW sendo este o melhor resultado alcançado nos cinco estudos de caso realizados devido à compensação *Shunt* adicionada às barras 26 e 30. O ganho de carregamento do quinto cenário foi de 38,01 MW em relação ao primeiro caso como indicado pela Equação 31. A MTP do quinto cenário foi maior quando comparada as demais, no caso 2 a diferença foi de 168,08 MW, na terceira análise foi de 110,25 MW e na quarta simulação o aumento foi de 51,50 MW como demonstrado pela Tabela 9 e pelas Equações 32, 33 e 34, respectivamente. A Figura 35 abaixo apresenta as curvas PV resultantes do FPC do quinto estudo de caso.

Figura 26 – Curva PV do cenário 5

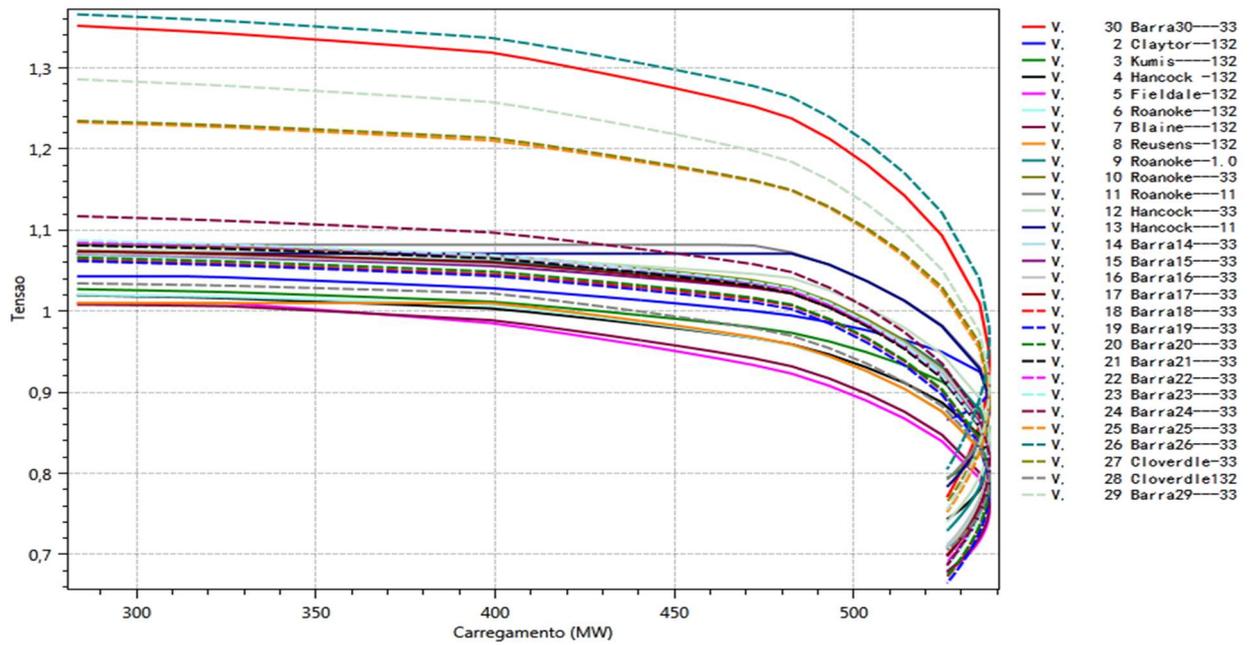


Tabela 9 - Valores de potência para comparação entre os cenários de simulação

Cenários de análise	MET(valores em MW)
$\Delta_{5,1}$	38,61
$\Delta_{5,2}$	168,08
$\Delta_{5,3}$	110,25
$\Delta_{5,4}$	51,50

Fonte: do autor

$$\Delta P_{5,1} = 537,18 - 499,17 = 38,01 \text{ MW} \quad (31)$$

$$\Delta P_{5,2} = 537,18 - 369,10 = 168,08 \text{ MW} \quad (32)$$

$$\Delta P_{5,3} = 537,18 - 426,93 = 110,25 \text{ MW} \quad (33)$$

$$\Delta P_{5,4} = 537,18 - 485,68 = 51,50 \text{ MW} \quad (34)$$

Os níveis de tensão crítica foram maiores em todas as barras analisadas e alcançaram valores superiores em comparação aos estudos de casos anteriores, entretanto é notável um

aumento maior nas barras 23 a 30 em decorrência da compensação *Shunt* das barras 24, 26 e 30 como pode ser observado na Tabela 10 a seguir.

Tabela 10 – Relação do nível de tensão no PMTP do cenário 5

Barra n°	Nível de tensão do PMTP (pu de V)
2	0,91
5	0,76
8	0,79
11	0,89
13	0,88
19	0,78
23	0,81
24	0,81
25	0,89
26	0,97
27	0,90
29	0,91
30	0,94

Fonte: do autor

Como demonstrado na Equação 35 margem de ET alcançada é de 253,78 MW, considerando o ponto de operação de 283,40 MW e ponto crítico 537,18 MW. Da mesma forma que o carregamento máximo a MET do modelo para o cenário estipulado no estudo de caso n° 5 também foi maior em comparação com os resultados das análises anteriores. O aumento é de 38,61 MW, 168,08 MW, 110,28 e 51,50 MW para os estudos de caso 1, 2, 3 e 4 respectivamente e apresentados na Tabela 11 e nas Equações 35, 36, 37, 38 e 39.

Tabela 11 – Valores de MET para comparação entre os cenários de simulação

Cenários de análise	MET(valores em MW)
$\Delta_{5,1}$	38,61
$\Delta_{5,2}$	168,08
$\Delta_{5,3}$	110,25
$\Delta_{5,4}$	51,50

Fonte: do autor

$$MET_5 = 537,18 - 283,40 = 253,78 \text{ MW} \quad (35)$$

$$\Delta MET_{5,1} = 253,78 - 215,17 = 38,61 \text{ MW} \quad (36)$$

$$\Delta MET_{5,2} = 253,78 - 85,70 = 168,08 \text{ MW} \quad (37)$$

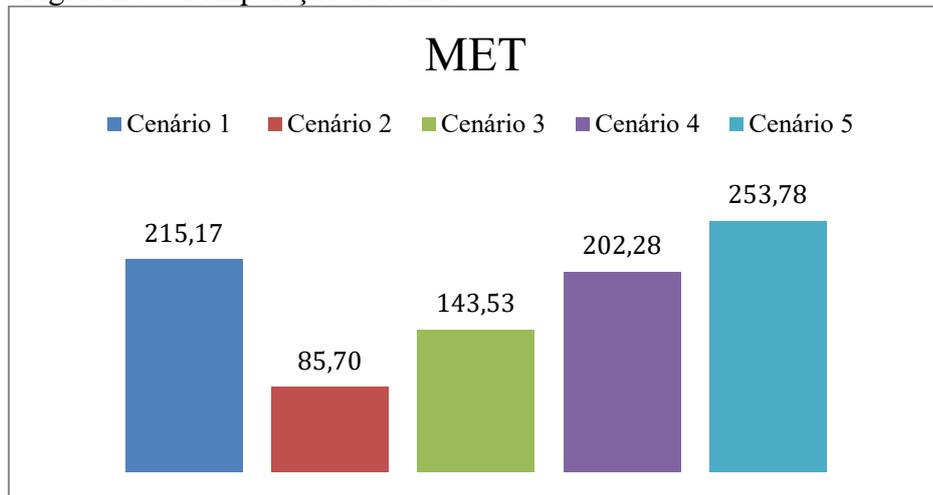
$$\Delta MET_{5,3} = 253,78 - 143,53 = 110,25 \text{ MW} \quad (38)$$

$$\Delta MET_{5,4} = 253,78 - 202,28 = 51,50 \text{ MW} \quad (39)$$

6.6 Comparação dos resultados dos estudos de caso

Na presente seção do Capítulo 4 são comparados as resoluções obtidas por meio das simulações do FPC do modelo IEEE-30 barras no *software* ANAREDE. Na Figura 27 abaixo são mostrados os valores máximos de carregamento atingidos pelo sistema durante a simulação para cada um dos casos discriminados acima proporcionando uma comparação inteligível e sucinta dos resultados. O menor valor alcançado foi de 369,10 MW no caso 2, circunstância em que não compensou-se a deficiência de reativos do sistema e conseqüentemente houve uma redução na MET do sistema e nos níveis críticos de tensão, fato que pode ser observado na Figuras 27.

Figura 27 – Comparação da MET

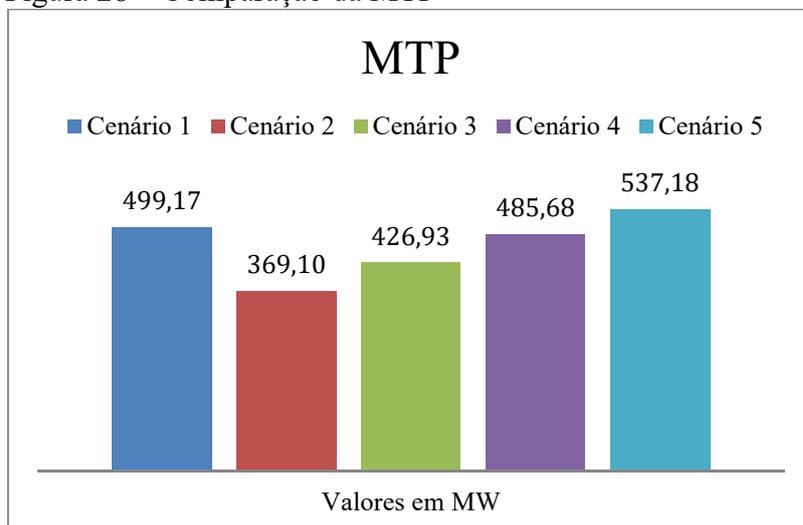


Fonte: do autor

Na Figura 28 verifica-se que o melhor cenário atingido é o do estudo de caso nº 5 em que a MTP é de 537,18 MW com níveis de tensão crítica maiores e a MET é de 253,78 MW. Estes valores se justificam em razão da compensação de reativos que neste caso foi maior que

o estabelecido para as demais análises, uma vez que foram utilizados quatro compensadores síncronos conectados às barras 5, 8, 11 e 13, além de quatro compensações *Shunt* acopladas às barras 10, 24, 26 e 30.

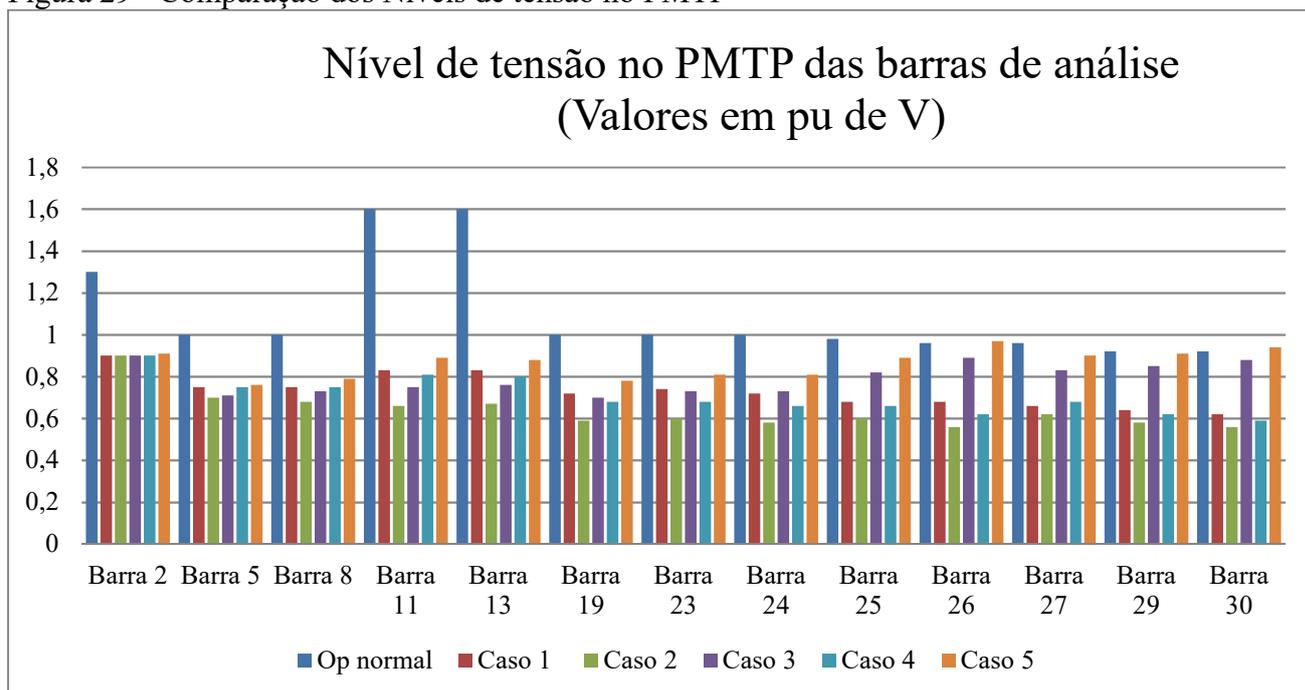
Figura 28 – Comparação da MTP



Fonte: do autor

É perceptível também que conforme o emprego de reativos para suprimento das necessidades do sistema há um aumento na MET, porém os níveis de tensão crítica aumentam como demonstrados na Figura 28. A única exceção é a barra 2 que na operação normal apresenta uma tensão crítica de 1,01 pu de V, enquanto que durante os estudos de caso nos quais realizou-se incremento de carga os níveis mantiveram-se em 0,90 pu de V nos cenários 1, 2, 3 e 4 e em 0,91 no 5º estudo de caso entende-se que esse fato ocorre devido à operação do gerador síncrono acoplado a esta barra.

Figura 29 - Comparação dos Níveis de tensão no PMTP



Fonte: do autor

Para avaliar o nível de tensão das barras de análise apresentadas na Figura 29 acima baseou-se nos valores indicados pelo ONS que são apresentados na Tabela 1 – Níveis adequados de tensão de fornecimento situada no Capítulo 2, subcapítulo 2.8 – Margem de Estabilidade de tensão e níveis de tensão adequados. Os níveis de tensão indicados variam de acordo com a tensão nominal de operação, como as barras do modelo IEEE-30 barras possuem valores nominais de tensão diferentes foi criada a Tabela 9 abaixo para auxiliar na análise.

Tabela 12 - Referência dos níveis adequados de tensão para as barras de análise

Barra nº	Tensão nominal (kV)	V Adequada (pu V)
2	132	$0,95 \leq TL \leq 1,05$
5	132	$0,95 \leq TL \leq 1,05$
8	132	$0,95 \leq TL \leq 1,05$
11	11	$0,93 \leq TL \leq 1,05$
13	11	$0,93 \leq TL \leq 1,05$
19	33	$0,93 \leq TL \leq 1,05$
23	33	$0,93 \leq TL \leq 1,05$
24	33	$0,93 \leq TL \leq 1,05$
25	33	$0,93 \leq TL \leq 1,05$
26	33	$0,93 \leq TL \leq 1,05$
27	33	$0,93 \leq TL \leq 1,05$
29	33	$0,93 \leq TL \leq 1,05$

30	33	$0,93 \leq TL \leq 1,05$
----	----	--------------------------

Fonte: do autor

Desta forma, verifica-se que a barra 2 encontra-se dentro do nível adequado de tensão quando está operando normalmente sem incremento de carga, entretanto nos estudos de casos o seu nível de tensão é considerado crítico de acordo com a Tabela 1 – Níveis adequados de tensão de fornecimento indicados pelo ONS. As barras 26 e 30 alcançam níveis de tensão adequados no cenário de estudo de caso nº 5 devido à compensação *Shunt* incorporada que eleva o nível de tensão, enquanto que as barras nº 27 e 29 apresentaram valores aproximados aos níveis de tensão adequados, ao passo que para os demais casos os níveis de tensão destas barras encontram-se abaixo de 0,90 pu de V. Os níveis de tensão das outras barras do sistema permaneceram em nível crítico em todos os estudos de casos analisados. Observa-se ainda uma melhora no nível de tensão do ponto crítico conforme o acréscimo de reativos no sistema, entretanto como pode ser visto nas curvas PV dos cenários o ponto de operação de muitas barras possuem níveis de tensão maiores que 1,05 pu de V apresentando níveis críticos de tensão.

7 CONCLUSÕES

A sociedade atual está cada vez mais dependente da energia elétrica devido ao crescimento populacional em conjunto ao desenvolvimento tecnológico, desta forma é necessário que a operação destes sistemas seja confiável, segura e eficiente. (PEGADO; RODRIGUES, 2018). Para tanto é necessário que a MET seja conhecida, pois este parâmetro permite que a distância entre o ponto de operação estável e o ponto de colapso da tensão seja mensurada. (PEREIRA; TIMOTEO; CHAVES, 2018). Relacionada a este contexto está a ET que é a propriedade do sistema de manter constante suas características de tensão em todos os seus barramentos após ser submetido à uma perturbação. (SILVA NETO et al., 2018). A AET tem grande relevância para a expansão, planejamento e operação dos sistemas elétricos, considerando o constante aumento de carregamento destes sistemas, bem como os baixos investimentos e as limitações construtivas devido à legislação ambiental. (PEREIRA; TIMOTEO; CHAVES, 2018).

Este trabalho teve por objetivo realizar um estudo da estabilidade de tensão do modelo IEEE-30 barras através de simulações realizadas no *software* ANAREDE, utilizando o método do FPC para o cálculo do incremento de carga e geração da Curva PV. O que possibilitou a determinação da MET e do nível de tensão no PMTP.

Para a análise estipularam-se cinco cenários de simulação distintos em que as compensações de potência reativa originais do sistema foram removidas de forma parcial, bem como totalmente retiradas. Também foram executados estudos sem alterações do diagrama característico e ainda com injeção de compensação adicional de reativos.

A MET foi maior no estudo de caso em que realizou-se a injeção de reativos e as compensação originais foram conservadas, observou-se ainda que conforme o acréscimo de reativos do sistema a MTP aumentava, além da elevação da amplitude da tensão no PMTP que também pode ser alcançada. Entretanto, apenas 3 barras atingiram níveis de tensão adequados de acordo com determinação da ONS.

Considerando os objetivos deste trabalho, pode-se afirmar que os objetivos definidos foram alcançados de forma satisfatória contemplando as expectativas estipuladas. Ao longo do desenvolvimento do trabalho foram encontradas dificuldades para execução das simulações no *software* ANAREDE decorrentes da percepção de suas funcionalidades.

Para a elaboração de trabalhos futuros sugestiona-se a realização de simulações com a remoção de barras e geradores do modelo, a exploração do controle de tensão por meio da

alteração dos tapes dos transformadores ou ainda a análise do impacto da inserção de fontes de geração distribuída.

BIBLIOGRAFIAS

ACHARYA, N Vishwas; RAO, P. S. Nagendra. A new voltage stability index based on the tangent vector of the power flow jacobian. In: IEEE INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES - (ISGT ASIA). 2013. Bangalore – Índia. **Anais. IEEE**, 2014. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/6698776>>. Acesso em: 11 out. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Atlas de energia elétrica do Brasil. 3. ed. Brasília: ANEEL, 2008. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/atlas3ed.pdf>>. Acesso em: 9 dez. 2019.

AVILA, Othon F et al. Power systems contingency analysis using bus impedance Matrix. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICO (SBSE). 2018. Nitério – Brasil. **Anais. IEEE**, 2018. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8395533>>. Acesso em: 11 out. 2019.

BERGEN, Artur R.; VITTAL, Vijay. **Power systems analysis**. 2. ed. Nova Jersey: Prentice-Hall, 2000.

BONINI NETO, Alfredo; PIAZENTIN, Jhonatan Cabrera; ALVES, Dilson Amancio. Vandermonde interpolating as nonlinear predictor applied to continuation method. **IEEE Latin America Transactions**, [S.l.], v. 16, n. 12, p. 2954-2962, dec. 2018. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8804262>>. Acesso em: 12 out. 2019.

CANOSSA, Jaine Henrique et al. Development of an interactive program to study of the Continuation Power Flow. **IEEE Latin America Transactions**, [S.l.], v. 16, n. 4, p. 1227-1235, apr. 2018. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8362161/authors>>. Acesso em: 12 out. 2019.

CEPEL. **Programa de análise de redes V11.00.01 – Manual do usuário**. 2019.

CHEN, Ziyu et al. A simplified method for voltage stability analysis of wind power integration. In: INTERNACIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEM TECHNOLOGY. 2018. Guangzhou – China. **Anais. IEEE**, 2019. p. 1646-1652. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8601691>>. Acesso em: 10 out. 2019.

CUNNINGHAM, Joseph J. 89 Liberty Street: The Birthplace of Commercial Polyphase Power [History]. **IEEE Power and Energy Magazine**, [S.l.], v. 16, n. 6, p. 88-101, nov-dec. 2018. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8495073/authors#authors>>. Acesso em 09 dez. 2019.

DANISH, Mir Shaied Shah. **Voltage stability in electric power systems: A practical introduction**. 1. ed. Berlim: Logos Verlag Berlin, 2015.

FARDO, Stephen W; PATRICK, Dale R. **Electrical power systems technology**. 3. ed. Lilburn: The Fairmont Press, 2009.

FILHO, João Mamede; MAMEDE, Daniel Ribeiro. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 1. ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos LTDA, 2017.

GLOVER Duncan J.; OVERBYE, Thomas J.; SARMA, Mulutukla. **Power systems analysis and design**. 6. Ed. Boston: Cengage Learning, 2017.

HAMMAD, Mohammad; HARB, Ahmad. Static analysis for voltage stability of the Northern Jordanian power system. In: 9th INTERNACIONAL RENEWABLE ENERGY CONGRESS (IREC). 2018. Hammamet – Tunisia. **Anais. IEEE**, 2018. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8362479>>. Acesso em: 10 out. 2019.

HAWISA, Karima; IBSAIM, Rajab; DAERI, Amer. Voltage instability remedy using FACTS, TCSC compensation first A. In: 17th INTERNATIONAL CONFERENCE ON SCIENCES TECHNIQUES OF AUTOMATIC CONTROL AND COMPUTER ENGINEERING (STA). 2016. Sousse – Tunisia, **Anais. IEEE**, 2017. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/7951983>>. Acesso em: 10 out. 2019.

HÖRSHA, Jonas et al. Tom. Linear optimal power flow using cycle flows. **Electric Power Systems Research**. [S.l], v. 158, May. 2018. p. 126-135. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779617305138>>. Acesso em: 10 out. 2019.

INGOLE, D.A.; GOHOCAR, V.N., Voltage stability improvement in multi-bus system using static synchronous series compensator. In: 1st CONFERENCE ON POWER ENGINEERING, COMPUTING AND CONTROL (PECCON). 2017. VIT University – Chennai campus. **Anais. Elsevier Energy Procedia**, v. 117, p. 999-1006, jun. 2017. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217324621>>. Acesso em: 10 out. 2019.

JABARRULAH, Noor Hafidzah; AZIZ, Pusparini Dewi Abd; SHAH, Shahani Aman. Maximum Power Point Tracking in PV Device: Material, Efficiency and Models to Supply Non-Linear DC Power Supply. **Journal of Advanced Research in Fluid Mechanics and Thermal Sciences**. [S.l], v. 53, n. 2, p. 157-164, 2019. Disponível em: <www.akademiabaru.com/arfmts.html>. Acesso em: 10 out. 2019.

JIANG, Tong; WAN, Kaiyao; FENG, Zhuocheng. Boundary-derivative direct method for computing saddle node bifurcation points in voltage stability analysis. [S.l], **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**. v. 112, p.199-208, Nov. 2019. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061518330382>>. Acesso em: 09 out. 2019.

JUNIOR, A. C. Santos; FREITAS, F. D.; FERNANDES L. F. J. Load flow problem formulation as a holomorphic embedding method. SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS (SBSE). 2018. Niterói – Brasil. **Anais. IEEE**, 2019. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8395855>>. Acesso em: 08 out. 2019.

KARTHIKEYAN, K.; DHAL, P.K. Multi verse optimization (MVO) technique based voltage stability analysis through continuation power flow in IEEE 57 bus. In: 1st INTERNACIONAL CONFERENCE ON POWER ENGINEERING, COMPUTING AND CONTROL (PECCON). 2017. VIT University – Chennai campus. **Anais. Elsevier Energy**

Procedia, v. 117, p. 583-591, jun. 2017. Disponível em:

<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217323792>>. Acesso em: 10 out. 2019.

KETTNER, Andreas Martin; PAOLONE, Mario. A Generalized index for static voltage stability of unbalanced polyphase Power Systems including Thévenin Equivalents and Polynomial Models. **IEEE Transactions on Power Systems**. [S.l.], v. 34, n.6, p. 4630-4639, jun, 2019. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8734842>>. Acesso em: 05 out. 2019.

KUNDUR, Prabha; PARSEBA, John; AJJARAPU, Venkat; ANDERSSON, Goran; BOSE, Anjan; CANIZARES, Claudio; HATZIARGYRIOU, Nikos; HILL, David; STANKOVIC, Alex; TAYLOR, Carson; VAN CUTSEM, Thierry; VITTAL, Vijay. Definition and Classification of Power System Stability. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 9, n. 2, p.1387-1401, aug. 2004. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/1318675>>. Acesso em: 09 out. 2019.

KUNDUR, Prabha. **Power System stability and control**. 1. ed. United States of America: McGraw-Hill, 1994.

LEE, Yunhwan; SONG, Hwachang. A Reactive Power Compensation Strategy for Voltage Stability Challenges in the Korean Power System with Dynamic Loads. **Sustainability**, [S.l.], v. 11, n. 326, p. 1-19, jan. 2019. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2071-1050/11/2/326>>. Acesso em: 08 out. 2019.

LEITE, Luciano Contin Gomes; COSTA, Vander Menegoy da. FP contínuo via injeção de correntes. **Sba: Controle & automação sociedade brasileira de automática**: Campinas – Brasil, v.14, n.4, nov./dez. 2003. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-17592003000400011>. Acesso em: 15 out. 2019.

LIANG, Xiaodong; YAN, Xiaodi; KHAN, Nahidul. Measurement-Based Characteristic Curves at Point of Interconnection of Wind Farms. In: ELECTRIC POWER AND ENERGY CONFERENCE (EPEC). 2018. Toronto – Canadá. **Anais**. IEEE, 2019. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8598335>>. Acesso em: 03 out. 2019.

LIU, Chengxi; HU, Fengkai; SHI, Di; ZHANG, Xiaohu, SUN, Kay; WANG, Zhiwei. Measurement-Based Voltage Stability Assessment Considering Generator VAR Limits. **IEEE Transactions on Smart Grid**. [S.l.], jun. 2019. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8733841>>. Acesso em: 17 out. 2019.

LIU, Yutian; FAN, Rui; TERZIJA, Vladimir. Power system restoration: a literature review from 2006 to 2016. **Journal of modern power systems and clean energy**. [S.l.], v. 4, n. 3, p. 332–341, jul. 2016. Disponível em: <<https://link.springer.com/article/10.1007/s40565-016-0219-2>>. Acesso em: 03 out. 2019.

MA, Zhenchuan et al. Optimal Quasi-Synchronous Compensator Dispatch for Transient Voltage Stability. 10th PES ASIA – PACIFIC POWER AND ENERGY ENGINEERING CONFERENCE (APPEEC). 2018. Kota Kinabalu – Malásia. **Anais**. IEEE, p. 388-393, 2018. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8566351>>. Acesso em: 20 out. 2019.

MANJUL, Neha; RAWAT, Mahiraj, Singt. PV/QV Curve based Optimal Placement of Static Var System in Power Network using DigSilent Power Factory. 8th POWER INDIA INTERNACIONAL CONFERENCE (PIICON). 2019. Kurukshetra – India. **Anais. IEEE**, mai.2019. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8704441>>. Acesso em: 13 out. 2019.

MEHTA, Pankita; BHATT, Praghnes; PANDYA, Vivek. Optimal selection of distributed generating units and its placement for voltage stability enhancement and energy loss minimization. **Ain Shams Engineering Journal**. [S.l.], v. 9, n. 2, p. 187-201, jun. 2018. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2090447915001756>>. Acesso em: 13 out. 2019.

MONDAL Debasish; CHAKRABARTI Abhijit; SENGUPTA Aparajita. **Power system small signal stability Analysis and control**. 1. ed. Londres: Academic Press, 2014.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em Redes de Energia Elétrica**. 1. ed. São Paulo: Edgard Blucher, 1983.

MONTICELLI, A. J.; GARCIA, A. **Introdução a Sistemas de Energia Elétrica**. 1. ed. Campinas: Editora Unicamp, 2003.

MURTY, P.S.R. **Electric Power Systems**. 1. ed. Oxford: BSP Books, 2017.

MORDUKHOVICH, Boris; SARABI, Ebrahim. Criticality of Lagrange Multipliers in Variational Systems. **Society for Industrial and Applied Mathematics: Journal on Optimization**. [S.l.], v. 29, n. 2, p. 1524–1557, jun. 2019. Disponível em: <<https://epubs.siam.org/doi/abs/10.1137/18M1206862>>. Acesso em: 7 out. 2019.

MORISON, G.K; GAO, B; KUNDUR, P. Voltage stability analysis using static and dynamic approaches. **IEEE Transactions on Power Systems**. [S.l.], v. 8, n.3, p. 1159 – 1171, ago. 1993. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/260881/>>. Acesso em: 7 out. 2019.

MOURA, Alison P; MOURA, Adriano Aron F. de; ROCHA, Ednardo P. da. **Análise do fluxo de carga em sistemas elétricos de potência**. 1. Ed. São Paulo: Artliber Editora LTDA, 2018.

MOURA, Renan Souza et al. Reis. Estudos sobre a capacidade de hospedagem de geração distribuída em sistemas elétricos de potência utilizando algoritmo genético. **ForScience IFMG:Formiga**; Formiga – Minas Gerais, v. 7, n. 1, e. 452, jan./jun. 2019. Disponível em: <<http://www.forscience.ifmg.edu.br/forscience/index.php/forscience/article/view/452/247>>. Acesso em: 25 out. 2019.

MUKHERJEE, Sayanty; NATEGHI, Roshanak; HASTAK, Makarand. A multi-hazard approach to assess severe weather-induced major power outage risks in the U.S. **Reliability Engineering & System Safety**. [S.l.], v. 175, p. 283-305, jul. 2018. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0951832017307767>>. Acesso em: 27 out. 2019.

NOR, Ahmad Fateh Mohamad et al. Determining Voltage Stability Margin Values by Measuring the Hypotenuse Under PV and QV Curves. **International Journal of Electrical Engineering and Applied Sciences (IJEEAS)**. [S.l], v. 1, n. 1, p. 25-29, abr. 2018. Disponível em: <<http://journal.utem.edu.my/index.php/ijeeas/issue/view/184>>. Acesso em: 17 out. 2019.

OLIVEIRA, C. de et al. New representation of PV buses in the current injection Newton power flow. **Science Direct: Electrical Power and Energy Systems**. [S.l], v. 90, p. 237–244, set. 2017. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061516317276>>. Acesso em: 13 out. 2019.

OLIVEIRA, C. de; MINUSSI, C; ALVES, D. Comparative Analysis of the Influence of PV Bus Representation in the Current Injection Continuation Power-Flow. **IEEE Latin America Transactions**. [S.l], v. 16, n. 12, p. 2910-2916, dez. 2018. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8804256>>. Acesso em: 08 out. 2019.

ONAH, J. N. et al. Estimating the margin to voltage collapse in a dwindling electric power networks. **Nigerian Journal of Technology (NIJOTECH)**. [S.l], v. 38, n. 2, p. 470 – 475, abr. 2019. Disponível em: <<https://www.nijotech.com/index.php/nijotech/article/view/1992/1440>>. Acesso em: 23 out. 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), **Procedimentos de Rede – Módulo 2 – Requisitos mínimos para instalação de transmissão e gerenciamento de indicadores de desempenho**: Submódulo 2.8 – Gerenciamento dos indicadores de qualidade de energia elétrica da rede básica. [S.l], 2016. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 02 out. 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), **Procedimentos de Rede – Módulo 18 – Sistemas e modelos computacionais**: Submódulo 18.2 – Relação dos sistemas e modelos computacionais dos Procedimentos de Redes. [S.l], 2008. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 02 out. 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), **Procedimentos de Rede – Módulo 23 – Critérios para estudo**: Submódulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos. [S.l], 2018. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 02 out. 2019.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS), **O Sistema Interligado Nacional**. [S.l], 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 09 dez. 2019.

PEGADO, R. A; RODRIGUES, Y. P. M. Distribution Network Reconfiguration with the OpenDSS using Improved Binary Particle Swarm Optimization. **IEEE Latin America Transactions**. [S.l], v. 16, n. 6, p. 1677-1683, jun. 2018. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8444386>>. Acesso em: 07 out. 2019.

PEREIRA, Brigida Almeida; TIMOTEO, Wagner Fabian Braga, CHAVES, Fabricio Silveira. A Comparative Analysis Of Indices For The Determination Of The Voltage Instability Point. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICO (SBSE). 2018. Nitério – Brasil. **Anais. IEEE**, 2018. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8444386>>. Acesso em: 23 out. 2019.

PINTO, Milton de Oliveira. **Energia Elétrica: Geração Transmissão e Sistemas Interligados**. 1. ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora LTDA, 2014.

PONTES, Rafael de P; PASSOS FILHO, João A.; GATTA, Paulo O. La. A full Newton approach to consider reactive power generation limits in power flow problem using sigmoid switches. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICO (SBSE). 2018. Nitério – Brasil. **Anais. IEEE**, 2018. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8395801>>. Acesso em: 26 out. 2019.

POORNAZARYAN, Bahram et al. Optimal allocation and sizing of DG units considering voltage stability, losses and load variations. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**. [S.l.], v. 79, p. 42-52, jul. 2016. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061515005864>>. Acesso em: 22 out. 2019.

RABIE, Abbas et al. Optimal Cost of Voltage Security Control Using Voltage Dependent Load Models in Presence of Demand Response. **IEEE Transactions on Smart Grid**. [S.l.], v.10, n.3, p. 2383 – 2395, mai. 2019. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/8267295>>. Acesso em: 21 out. 2019.

RAO, Shruti Dwarkanath; LI, Songyan; TYLAVSKY, Daniel; SHI, Di. The Holomorphic Embedding Applied to a Newton Raphson Power Flow Formulation. In: North American Power Symposium (NAPS). 2018. Fargo – United States of America. **Anais. IEEE**, 2019. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8600649>>. Acesso em: 03 out. 2019.

RODRIGUES, Eustáquio José. **Setor Elétrico Brasileiro: Estrutura, funcionamento, instituições e perspectivas para o controle**. 1. ed. São Paulo: Seven System International, 2011.

SADHAKAR, A; PALLI Shyammohan S., **Circuits and networks analysis and synthesis**. 4. ed. New Delhi: Tata McGraw Hill, 2009.

SALGADO, Roberto S; MORAES, Guido R; ISSICABA, Diego. Determination of the bifurcation points of the power flow equations through optimisation-based methods. **Electric Power Systems Research**. [S.l.], v. 158, p. 147-157, mai. 2018. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779617304947>>. Acesso em: 16 out. 2019.

SATO, Fuji; FREITAS, Walmir. **Análise de curto-circuito e princípios de proteção de sistemas de energia elétrica: Fundamentos e prática**. 1. ed. Rio de Janeiro: Elsevier Editora LTDA, 2015.

SCHINCARIOL, Rafael da Silva; BELIN, PÂMELA RUGONI. **Sistemas elétricos de potência II**. 1. ed. Londrina: Editora e Distribuidora Educacional S.A., 2019.

SILVA, Guilherme de Farias et al. Tratamento de limites de geração de potência reativa no problema de fluxo de potência utilizando análise de sensibilidade na formulação de critérios de backoff. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICO (SBSE). 2016. Natal – Brasil. **Anais**. IEEE, 2016.

SILVA NETO et al. Energy Function Applied to Voltage Stability Analysis in Active Distribution Systems. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICO (SBSE). 2018. Niterói – Brasil. **Anais**. IEEE, 2018. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8395659>>. Acesso em: 09 out. 2019.

SOUZA, A. C. Zambroni de et al. Using PV and QV curves with the meaning of static contingency screening and planning. **Electric Power Systems Research**. [S.l.], v. 81, n. 7, p. 1491–1498, jul. 2011. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779611000617>>. Acesso em: 21 out. 2019.

STEVENSON JR. W. D.; GRAINGER JOHN J. **Power System Analysis**. 1. ed. Singapore: McGraw Hill Book Co, 1994.

TAMTA, Ruchi et al.. Comparison of Line Voltage Stability Indices for Assessment of Voltage Instability in high Voltage Network. In: 1st INTERNATIONAL CONFERENCE ON NEW FRONTIERS IN ENGINEERING SCIENCE & TECHNOLOGY. 2018. New Delhi – India. **Anais**. 2018.

TELLES, Dirceu D’Alkmin; NETTO, João Mongelli. **Física com aplicação tecnológica: Eletrostática, eletricidade, eletromagnetismo e fenômenos de superfícies**. 1. ed. v. 3. São Paulo: Blucher, 2018.

THASNAS, Natakorn; SIRITARATIWAT, Apirat. Implementation of Static Line Voltage Stability Indices for Improved Static Voltage Stability Margin. **Journal of Electrical and Computer Engineering**. [S.l.], v. 2019, p. 1-14, may. 2019. Disponível em: <<https://www.hindawi.com/journals/jece/2019/2609235/>>. Acesso em: 21 out. 2019.

TIGERE, S. et al. Power System Voltage Stability in the Presence of GIC-Like Currents. In: IEEE PES/IAS POWER AFRICA. 2018. Cape Town – Africa do Sul. **Anais**. IEEE, 2018. Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/8521066>>. Acesso em: 24 out. 2019.

TU, Jingjing; YIN, Zhongdong; XU, Yonghai. Study on the Evaluation Index System and Evaluation Method of Voltage Stability of Distribution Network with High DG Penetration. **Energies**. [S.l.], v. 11, n. 79, p. 1-15, jan. 2018. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/11/1/79>>. Acesso em: 11 out. 2019.

UNIVERSITY OF WASHINGTON. **Resources - Power Systems Test Case Archive**. 2015. Disponível em: http://labs.ece.uw.edu/pstca/pf30/pg_tca30bus.htm Acesso em: 17 Out. 2019.

VASCONCELOS, Filipe Matos de. **Geração, Transmissão e Distribuição de energia elétrica**. 1. ed. Londrina: Editora e Distribuidora Educacional S.A., 2017.

VAZQUES, Daniela A.; SOUZA, Thalles. Voltage Stability Analysis of Power Systems using the Continuation Method. In: 12th LATIN-AMERICAN CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION (CLAGTEE). Mar del Plara – Argentina. **Anais**. 2017. Disponível em: <<http://www3.fi.mdp.edu.ar/clagtee/2017/articles/19-003.pd>>. Acesso em: 26 out. 2019.

WU, Yuan-Kang; CHAN, Shih Ming; HU, Yi Liang. Literature Review of Power Systems Blackouts. In: 4th INTERNATIONAL CONFERENCE ON POWER AND ENERGY SYSTEMS ENGINEERING. 2017. Berlim – Germany. **Anais**. Energy Procedia, v. 141, p. 428-431, 2017. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610217354619>>. Acesso em: 14 out. 2019.

ZANETTA JUNIOR, Luiz Cera. **Fundamentos de sistemas elétricos de potência**. 1. ed. São Paulo: Editora Livraria da Física, 2005.

ZHOU, Jianfang et al. An Novel Continuation Power Flow Method Based on Line Voltage Stability Index. **Energy Science and Engineering**. [S.l.], v. 108, n. 4, p. 1-7, jan. 2018. Disponível em: <<https://iopscience.iop.org/issue/1755-1315/108/5>>. Acesso em: 06 out. 2019.

ANEXO A

Tabela – Nível de tensão no PMTP das barras de análise, valores em PU de V

Barra nº	Op normal	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Barra 2	1,3	0,9	0,90	0,9	0,9	0,91
Barra 5	1	0,75	0,7	0,71	0,75	0,76
Barra 8	1	0,75	0,68	0,73	0,75	0,79
Barra 11	1,6	0,83	0,66	0,75	0,81	0,89
Barra 13	1,6	0,83	0,67	0,76	0,8	0,88
Barra 19	1	0,72	0,59	0,7	0,68	0,78
Barra 23	1	0,74	0,6	0,73	0,68	0,81
Barra 24	1	0,72	0,58	0,73	0,66	0,81
Barra 25	0,98	0,68	0,6	0,82	0,66	0,89
Barra 26	0,96	0,68	0,56	0,89	0,62	0,97
Barra 27	0,96	0,66	0,62	0,83	0,68	0,9
Barra 29	0,92	0,64	0,58	0,85	0,62	0,91
Barra 30	0,92	0,62	0,56	0,88	0,59	0,94

Fonte: do autor