

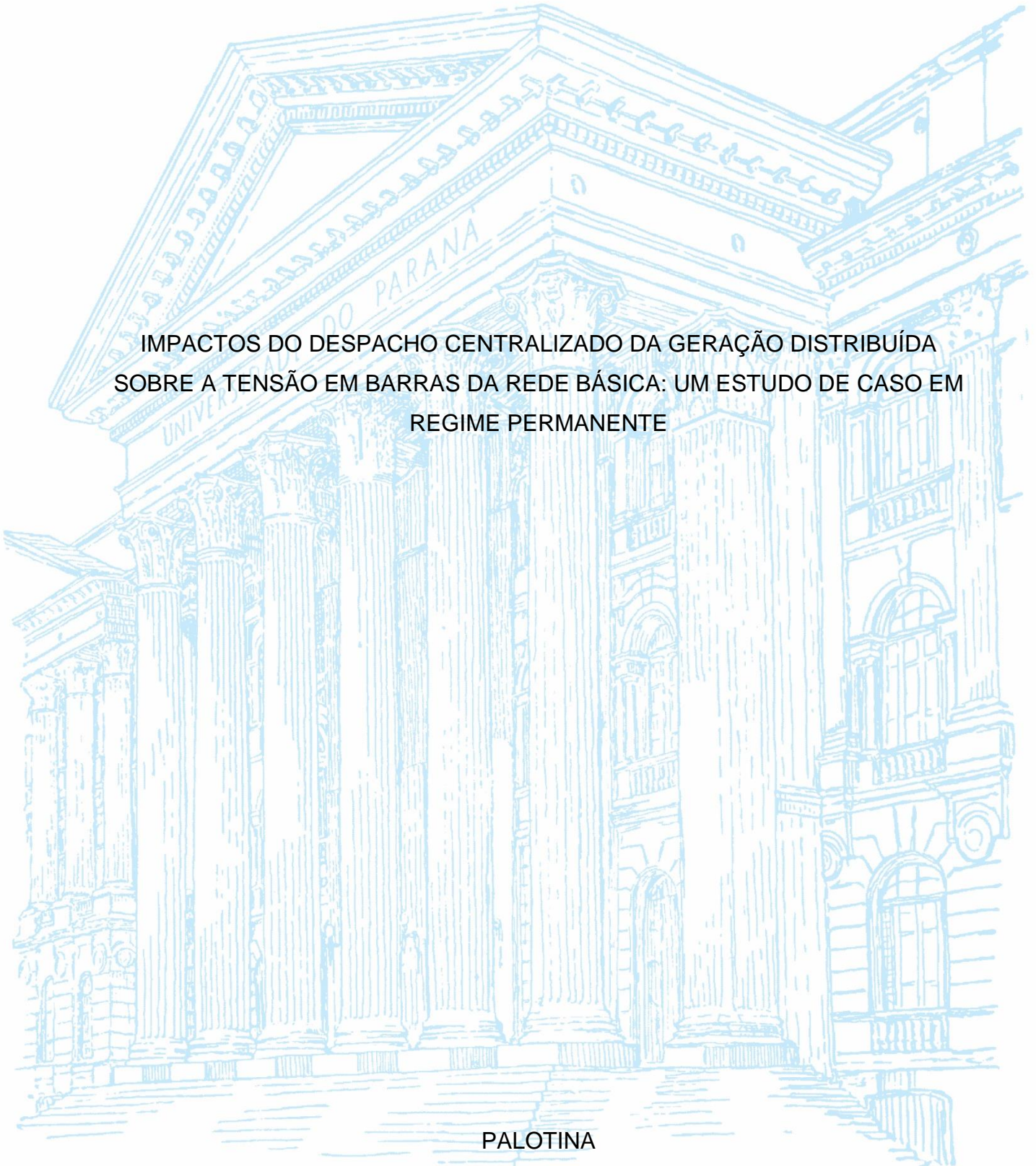
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

LUCAS JOSE GABRIEL FURLAN

IMPACTOS DO DESPACHO CENTRALIZADO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
SOBRE A TENSÃO EM BARRAS DA REDE BÁSICA: UM ESTUDO DE CASO EM
REGIME PERMANENTE

PALOTINA

2019



LUCAS JOSE GABRIEL FURLAN

IMPACTOS DO DESPACHO CENTRALIZADO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
SOBRE A TENSÃO EM BARRAS DA REDE BÁSICA: UM ESTUDO DE CASO EM
REGIME PERMANENTE

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Engenharia de Energia, Setor Palotina, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Me. Mauricio Romani

PALOTINA

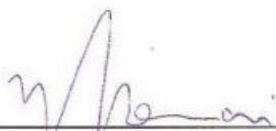
2019

TERMO DE APROVAÇÃO

LUCAS JOSE GABRIEL FURLAN

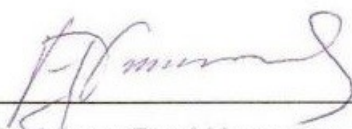
IMPACTOS DO DESPACHO CENTRALIZADO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOBRE A TENSÃO EM BARRAS DA REDE BÁSICA: UM ESTUDO DE CASO EM REGIME PERMANENTE

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao curso de Graduação em Engenharia de Energia, Setor Palotina, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Energia.



Prof. Me. Maurício Romani

Orientador(a) – Departamento de Engenharias e Exatas, UFPR



Prof. Me. Victor Raul Neumann Silva

Departamento de Engenharias e Exatas, UFPR



Prof. Dr. Roman Kuiava

Departamento de Engenharia Elétrica, UFPR

Palotina, 03 de julho de 2019.

RESUMO

O incessante aumento da demanda por energia elétrica exige uma busca constante por novas soluções que aumentem a eficiência, a estabilidade e a confiabilidade dos sistemas elétricos, tendo em vista os altos custos financeiros e ambientais e, por vezes, a escassez de formas convencionais de geração centralizada. Neste contexto, a geração distribuída (GD) vem ganhando destaque, tendo como principal característica a geração de energia elétrica por pequenas unidades localizadas mais próximas às cargas. A inserção da GD junto aos sistemas elétricos de potência trouxe consigo uma série de vantagens, como por exemplo, o aumento no nível de tensão de barras de carga eletricamente mais distantes dos grandes centros de geração. Por outro lado, algumas desvantagens também foram levantadas, como problemas de estabilidade devido à baixa inércia das máquinas elétricas aplicadas a este tipo de geração além do aumento de flutuações rápidas de potência líquida em determinadas barras de carga com alta inserção de GD via fontes muito voláteis como solar e eólica. Estes e outros problemas técnicos exigem estudos de planejamento e operação que contemplem a GD inserida nos sistemas elétricos. Em geral, há uma baixa capacidade de fornecimento de energia firme pela maior parte das unidades de GD, sendo inviável contabilizar sua geração em estudos para despacho de potência de modo centralizado. Com o avanço da tecnologia e o advento do conceito de rede inteligente (*smart grid*) muito vem se discutindo a respeito da integração das redes inteligentes com a GD e seus benefícios para um maior avanço da GD. Um dos possíveis benefícios da aplicação de tecnologias *smart grid* junto a determinados tipos de unidades de GD está relacionado a viabilização do despacho centralizado da GD. Tendo em vista os pontos levantados, o presente trabalho teve por objetivo avaliar os impactos do despacho centralizado da geração distribuída sobre a tensão em barras da rede básica de um sistema-teste de 33 barras equivalente ao Sistema Sul brasileiro através de simulações computacionais em regime permanente para diferentes cenários: cenário sem GD; cenário com GD convencional (com fator de potência unitário e despachada de forma descentralizada) e cenários com GD despachada centralizadamente (GD-DC), onde, além de participar do despacho centralizado, parte da GD injeta potência reativa no sistema, sendo conectada à rede de distribuição via alimentador específico. Com a solução de fluxos de potência continuados foram contrastadas curvas PV e avaliados balanços de potência ativa para determinação do alívio causado pela GD aos grandes geradores nos cenários com GD-DC. Pela análise das curvas PV observou-se que o despacho centralizado da GD reduziu no máximo carregamento do sistema, tendo em vista o aumento das perdas relacionadas aos alimentadores específicos da GD nestes cenários. Por outro lado, o impacto global da GD-DC foi positivo, em decorrência do alívio considerável de potência ativa obtido para os grandes geradores em cenários com maior participação da GD no despacho centralizado.

Palavras-Chaves: fluxo de potência continuado, geração distribuída, *smart grid*, despacho centralizado, curvas PV.

ABSTRACT

The steady increase in demand for electricity requires a constant search for new solutions in order to increase the efficiency, stability and reliability of electrical systems, given the high financial and environmental costs and sometimes the scarcity of conventional forms of centralized generation. In this context, distributed generation (DG) has been gaining prominence, presenting as main feature the electric energy generation by small units located closer to the loads. The DG insertion in electric power systems has brought many advantages, such as the increase in load buses voltage level located electrically farther away from large generation centers. On the other hand, some disadvantages were also raised, such as stability problems due to the low inertia of electric machines applied to this type of generation, besides the net power fast fluctuations increase in certain load buses with high DG insertion caused by very volatile sources such as solar and wind. These and other technical problems require planning and operational studies that contemplate DG integrated to electrical systems. In general, there are low supply capacity for base energy by the majority of DG units, being unviable to account its generation in studies for centralized power dispatch. With the technology and the concept of smart grid advancement, much has been said about the smart grids integration to DG and its benefits for further advancement of DG. One of the possible benefits of applying smart grid technologies to certain types of DG units is related to the feasibility of centralized GD dispatch. The objective of this study was to evaluate the impact of the centralized dispatch of distributed generation over the voltage in buses of the bulk system in a 33-buses test system equivalent to the Brazilian Southern System by means of steady-state computational simulations for different scenarios: a scenario without DG; a scenario with conventional DG (with unit power factor and decentralized dispatched); and scenarios with centrally dispatched DG (DG-CD), where, in addition to participating in the centralized dispatch, part of DG injects reactive power into the system, being connected to the grid by a specific feeder. Using continuous power flow technique, PV curves and active power balances were evaluated to determine the relief caused by DG to large generators in DG-CD scenarios. Analyzing the PV curves, it was observed that the DG centralized dispatch reduced the system maximum loading, due to increasing of losses related to the DG specific feeders in these scenarios. On the other hand, the overall impact of DG-CD was positive due to the considerable relief of active power obtained for large generators in scenarios with greater DG participation in centralized dispatch.

Keywords: continuous power flow, distributed generation, smart grid, steady state analysis, PV curves.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 01– DEMANDA INSTANTÂNEA ENTRE 2003 A 2017.....	16
FIGURA 02 - MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA EM 2017.	17
FIGURA 03 - VARIAÇÃO DA INSERÇÃO DE NOVAS FONTES DE ENERGIA 2016/2017.	17
FIGURA 04 - MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA - 2020 A 2050	18
FIGURA 05 - DIAGRAMA UNIFILAR DO SISTEMA TESTE SUL REDUZIDO	31
FIGURA 06 - EQUIVALENTE DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO SOMENTE COM GD CONVENCIONAL	32
FIGURA 07 - EQUIVALENTE DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM GD-DC	33
FIGURA 08- CURVA PV COM LIMITES DE POTÊNCIA REATIVA.....	40
FIGURA 09 - ANÁLISE MET, MST E PMA EM CURVAS PV	41
FIGURA 10- ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO APLICADOS A CURVAS PV.	42
FIGURA 11 - MÉTODO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO	43
FIGURA 12 - CURVA DE CAPABILIDADE DE UMA MÁQUINA SÍNCRONA.....	46
FIGURA 13 – EFEITO DA POTÊNCIA REATIVA SOBRE AS CURVAS PV.....	47
FIGURA 14 - – FLUXOGRAMA DO RESUMO DA METODOLOGIA	54
FIGURA 15 -CURVAS PV PARA O CENARIO BASE.....	55
FIGURA 16 – CURVAS PV PARA O CENARIO COM GD CONVENCIONAL.	56
FIGURA 17 - CURVAS PV PARA CENÁRIOS COM GD-DC SOMENTE NAS BARRAS DE MENOR TENSÃO	57
FIGURA 18 – CURVAS PV PARA CENARIOS COM GD-DC EM TODAS AS BARRAS DE CARGA.....	58
FIGURA 19 – AMPLIAÇÃO DA FIGURA 18 NA REGIÃO DE MÁXIMO CARREGAMENTO.	59

LISTA DE TABELAS

TABELA 01 – POTÊNCIA ATIVA INJETADA PELA GD EM CADA BARRA DE CARGA.	50
TABELA 02– REPRESENTATIVIDADE DE POTÊNCIA REATIVA NAS BARRAS DE CARGA COM 20% DE GD-DC EM TODAS AS BARRAS.	51
TABELA 03 - REPRESENTATIVIDADE INDIVIDUAL DOS GRANDES GERADORES	52
TABELA 04 - POTÊNCIA INJETADA PELOS GRANDES GERADORES NO CASO BASE	52

LISTA DE ABREVIATURAS OU SIGLAS

GD - Geração distribuída

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

INEE - Instituto Nacional de Eficiência Energética

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

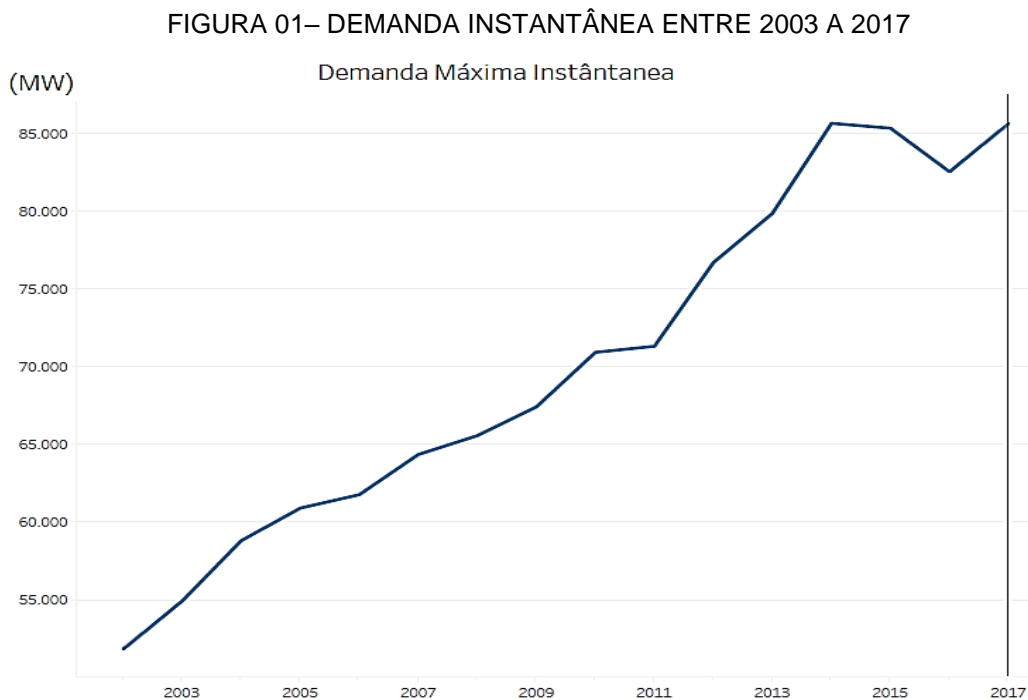
SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	JUSTIFICATIVA.....	20
1.2	OBJETIVOS	20
1.2.1	Objetivo geral	20
1.2.2	Objetivos específicos.....	21
1.3	METODOLOGIA.....	21
2	REVISÃO DE LITERATURA.....	22
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUIDA.....	22
2.2	O CONCEITO DE SMART GRID.....	26
2.3	SMART GRID E O GERENCIAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	27
3	MATERIAL E MÉTODOS.....	30
3.1	SISTEMA-TESTE PARA A REDE BÁSICA	30
3.2	REDE DE DISTRIBUIÇÃO EQUIVALENTE E INSERÇÃO DA GD.....	32
3.3	MÉTODO DE SOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA.....	33
3.4	ANAREDE	37
3.8	FLUXO DE POTENCIA CONTINUADO	42
3.8.1	Etapa de previsão.....	44
3.8.2	Etapa de correção	45
3.9	EFEITOS DAS CURVAS DE CAPABILIDADE NAS CURVAS PV	45
3.10	CONFIGURAÇÕES DO ANAREDE PARA SIMULAÇÕES	47
3.11	CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO.....	49
3.12	POTÊNCIA ATIVA INJETADA PELA GD	50
3.13	POTÊNCIA REATIVA INJETADA PELA GD-DC.....	51
3.14	DESPACHO CENTRALIZADO NOS CENÁRIOS COM GD-DC.....	51
3.15	CRITÉRIO DE ANÁLISE DOS RESULTADOS	53
3.16	FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA.....	54
4	RESULTADOS.....	55
4.1	RESULTADOS DO CENÁRIO BASE	55
4.2	RESULTADOS DO CENÁRIO COM GD CONVENCIONAL	55
4.3	RESULTADOS DOS CENÁRIOS COM GD-DC CONECTADA SOMENTE ÀS BARRAS DE MENOR TENSÃO.....	56

4.4	RESULTADOS DOS CENÁRIOS COM GD-DC EM TODAS AS BARRAS DE CARGA	58
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	60
5.1	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	60
	REFERÊNCIAS.....	62
	ANEXO A – PARÂMETROS ESTÁTICOS DO SISTEMA TESTE	65

1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, o setor elétrico brasileiro vem enfrentando desafios na tentativa de atender à crescente demanda de energia elétrica. Segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS), o Sistema Interligado Nacional (SIN) apresentou, para o período de 2003 a 2017, um grande aumento de carga instalada, como pode ser observado na FIGURA 01.



FONTE: ONS (2018)

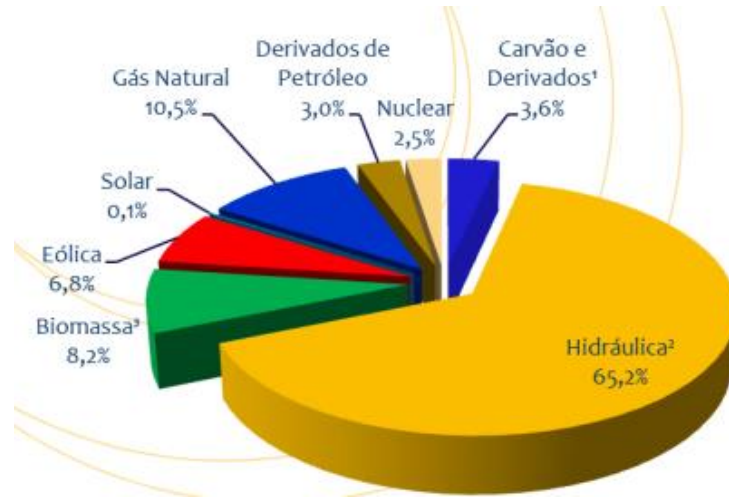
Nota-se que a demanda máxima instantânea entre 2003 e 2017 passou de 55 GW para 85 GW, representando um aumento de aproximadamente 54% em um período de 14 anos.

Observando esse cenário, Goldemberg (2015) expõe que o problema do suprimento da demanda de energia elétrica no Brasil é agravado pelo fato de que os potenciais hídricos de grande porte disponíveis, principalmente na região Sudeste, já se encontram em grande parte explorados.

Conforme apontado pela FIGURA 02, embora a matriz elétrica brasileira conte com fontes diversificadas de energia, a geração através de recursos

hidráulicos ocupa a maior parte da geração de energia elétrica do país, em torno de 65,2%, como exposto no Balanço Energético Nacional (BEN) (EPE, 2018).

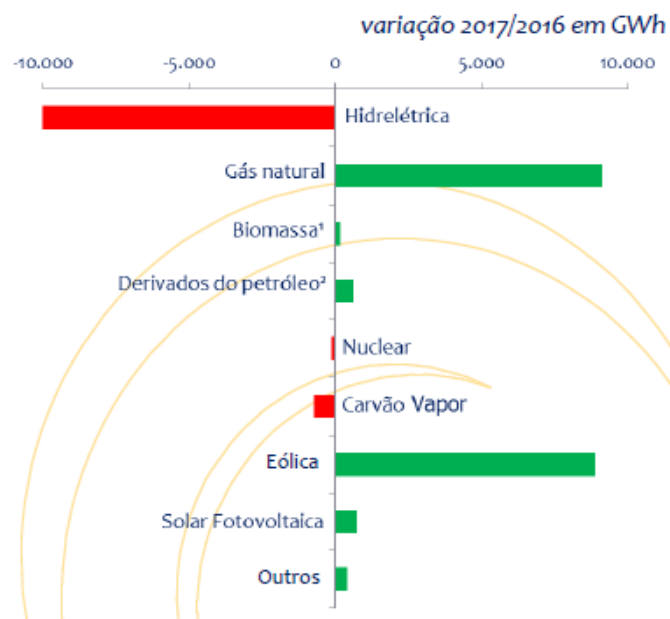
FIGURA 02 - MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA EM 2017.



FONTE: EPE (2018).

Ainda de acordo com EPE (2018), outras fontes de energia vêm ganhando espaço na matriz elétrica brasileira. A energia eólica e o gás natural são as fontes que mais cresceram em produção no período 2016/2017, como apresentado pela FIGURA 03.

FIGURA 03 - VARIAÇÃO DA INSERÇÃO DE NOVAS FONTES DE ENERGIA 2016/2017.

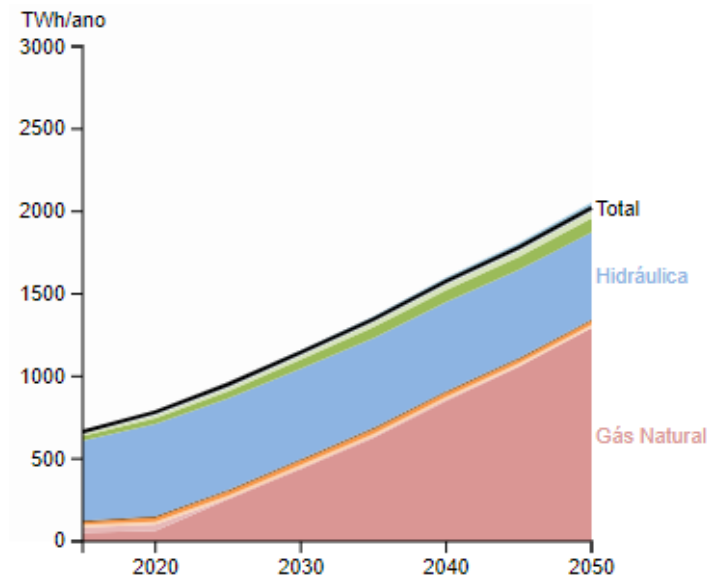


FONTE: EPE (2018).

O crescimento do uso do gás natural (em termoelétricas) se justifica por ser uma solução rápida e segura à crescente demanda de energia elétrica. Segundo EPE (2018), a demanda de energia elétrica no SIN para o ano de 2016 a 2026 pode aumentar em torno de 47%, ou seja, é esperado um aumento de carga na ordem de 35 GW.

Com os recursos escassos para a instalação de novas unidades hidrelétricas de grande porte, a previsão da matriz elétrica brasileira realizada pela EPE (2018) no período de 2020 a 2050 aponta o aumento da utilização do gás natural em unidades termoelétricas de 100 TWh/ano para 1300 TWh/ano, como mostrado na FIGURA 04.

FIGURA 04 - MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA - 2020 A 2050



FONTE: EPE (2018).

A perspectiva do aumento da geração termoelétrica expressa uma tendência do setor elétrico brasileiro em se tornar cada vez menos renovável, aumentando assim as emissões de gases nocivos para a atmosfera. Diante disso, como apontado por Goldemberg (2015), o setor elétrico brasileiro caminha para uma futura carbonização (aumento na emissão de carbono, através da queima do gás natural).

Outro problema relacionado ao atendimento da demanda é a configuração do sistema elétrico, que não se resume somente a construção de novas unidades físicas de geração. O SIN está em grande parte configurado conforme o modelo de geração centralizada, sendo divididos em três grandes blocos: grandes centros de geração, sistema de transmissão e centros de carga. Neste formato, a geração e o

consumo estão distantes entre si. Dentro desse modelo, quando a demanda por energia elétrica aumenta além da capacidade de geração instalada ou além da capacidade de transmissão do sistema, a geração centralizada apresenta possibilidades limitadas de soluções, sendo necessários maiores investimentos em centros de geração e/ou linhas de transmissão, como apontado por Barbosa Filho & Azevedo (2013).

Visando suprir as limitações de uma geração centralizada, a geração distribuída (GD) vem se mostrando cada vez mais promissora, tendo como principal característica a instalação de geradores próximos as cargas, como explicado por Marques *et al.* (2004). A GD ainda apresenta como vantagens menores impactos ambientais, aproveitamento de pequenos potenciais locais, rápida implementação e baixo custo de instalação. Especificamente para as redes elétricas de distribuição, as principais vantagens da GD são a redução das perdas elétricas, a melhora do perfil de tensão em redes de distribuição pouco malhadas, a possibilidade de utilização de fontes renováveis de energia gerando melhor aproveitando de recursos locais, além de vantagens econômicas associadas aos menores riscos de investimento, uma vez que geralmente são empreendimentos menos onerosos em comparação aos grandes centros de geração (MATOS & CATALÃO, 2013).

No entanto, como avaliado por Matos & Catalão (2013), a incorreta alocação da geração distribuída pode causar problemas aos sistemas elétricos, podendo levar a flutuação de tensão nas barras, falhas de equipamento de segurança e inclusive a um aumento na complexidade de sua gestão devido a intermitência de determinadas fontes primárias. Este último ponto vem cada vez mais se mostrando como um grande desafio para se utilizar energias renováveis como fontes primárias da GD.

Uma solução bastante discutida no meio acadêmico é a integração do conceito de rede inteligente (*smart grid*) com a GD. Como apontado por Cabello (2012), o conceito de *smart grid* está ligado a utilização de tecnologia da informação junto às redes elétricas com objetivo de maximizar sua eficiência. O conceito de *smart grid* introduz uma série de ferramentas e soluções para uma operação mais fina das redes elétricas, podendo ser uma grande aliada para o avanço da GD.

De acordo com Aboboreira & Cruz (2016), a aplicação de tecnologia da informação nas redes elétricas possibilita uma série de recursos até então não praticáveis em uma rede convencional, como por exemplo, o gerenciamento remoto de pequenas centrais geradoras e, até mesmo, seu despacho de forma centralizada.

Nas próximas seções 1.1 e 1.2 foram expostos respectivamente, a justificativa e o objetivos do presente estudo.

1.1 JUSTIFICATIVA

Como descrito por Barbosa Filho & Azevedo (2013), a geração distribuída permite a utilização de recursos energéticos locais e leva a menores impacto ambiental em comparação aos impactos causados pela construção de grandes centros de geração. Além disso, a GD traz grandes benefícios para o sistema elétrico, como apontado por Camargos, Shayani & Oliveira (2016). Segundo estes autores, a GD corretamente dimensionada e alocada pode melhorar o perfil de tensão e a estabilidade do sistema.

No entanto, a intermitência de certas fontes de energia primária pode causar problemas de instabilidade, conforme apontado por Lopes *et al.* (2015). Os autores citam que, em geral, há uma baixa capacidade de fornecimento de energia firme pela maior parte das unidades de GD, sendo inviável contabilizar sua geração para despacho de potência de modo centralizado. Uma possível solução indicada pelos autores consiste na integração da GD com o conceito de *smart grid*. Um dos benefícios da aplicação das *smart grid* junto a específicas unidades de GD seria a viabilização de seu despacho centralizado.

Com esta solução em vista, o presente estudo foi delineado e seus objetivos foram definidos de forma a apontar os pontos positivos e negativos do despacho centralizado da GD em um sistema elétrico.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

O presente trabalho teve por objetivo avaliar os impactos do despacho centralizado da geração distribuída sobre a tensão em barras da rede básica de um sistema-teste de 33 barras, equivalente ao Sistema Sul brasileiro, através de simulações computacionais de diferentes cenários em regime permanente.

1.2.2 Objetivos específicos

Para o alcance do objetivo geral, os seguintes objetivos específicos podem ser elencados:

- Caracterização do problema da inserção da GD em sistemas elétricos;
- Compreensão do método de fluxo de potência continuado para interpretação de curvas PV;
- Uso do software ANAREDE para aplicação do método de fluxo de potência continuado e análise do ponto de máximo carregamento;
- Avaliação do impacto da inserção da GD na rede básica a partir das curvas PV em cenários específicos: GD convencional vs. GD despachada centralizadamente;

1.3 METODOLOGIA

A metodologia aplicada nesse trabalho, tem como base a utilização do fluxo de potência continuado. Para se analisar os resultados foram realizados dois procedimentos: a avaliação direta de curvas PV e a avaliação da potência ativa aliviada dos grandes geradores em cenários com GD despachável de forma centralizada.

Foi adotado como sistema-teste o Sistema Sul Reduzido de 33 barras proposto por Alves (2007), possuindo 7 grandes centros geradores e 9 barras de carga. Um equivalente de conexão entre a GD com a rede de distribuição foi adotado, sendo adaptado dos trabalhos de Romani (2014), Abreu (2005) e Perretto, Pereira & Garcia (2016).

Os cenários de simulação foram montados e divididos em três estratégias: a primeira compreende o cenário sem utilização da GD; a segunda possui apenas GD convencional contando com dados da potência instalada de geração distribuída atualmente na região Sul do Brasil; já a terceira contempla vários cenários onde a GD participa do despacho de potência ativa junto aos grandes geradores e, além disso, injeta potência reativa na rede.

2 REVISÃO DE LITERATURA

Na presente seção encontra-se um apanhado de estudos compreendendo a inserção da GD com e sem o uso de despacho centralizado, sendo apresentados os principais conceitos presentes na literatura, classificações utilizadas, a abrangência da GD na conversão de energia de diversas fontes primárias em energia elétrica, impactos no sistema de transmissão, além das vantagens e desvantagens, com sua instalação junto aos sistemas elétricos.

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUIDA

A busca de novas soluções para atender a demanda elétrica, sem causar grandes impactos ao meio ambiente ou arriscar grandes investimentos é recorrente para as empresas e pesquisadores do setor elétrico. Neste contexto, o trabalho de Almeida & Jota (2018) aborda o problema de atender a demanda do sistema elétrico brasileiro levando em consideração as exigências por partes dos órgãos ambientais para redução da emissão de poluentes e o atual cenário de escassez dos recursos naturais para a instalação de grandes centrais geradoras. Segundo os autores, uma solução bastante discutida no meio acadêmico tem sido a inserção da geração distribuída, em decorrência dos benefícios que podem ser proporcionados ao sistema elétrico e ao meio ambiente. Prevendo um cenário com elevado número de conexões de geradores distribuídos, os autores se voltam para os possíveis problemas de estabilidade em regime permanente que o elevado número de conexão de GD fotovoltaica poderia causar à rede de distribuição como, variação no perfil de tensão, aumento de distorções de harmônicas e por consequência danos aos equipamentos. Para se estudar os impactos causados na rede de distribuição, os autores realizaram simulações em um sistema teste de uma cidade de médio porte com consumidores majoritariamente residenciais aplicando algumas estratégias para reduzir os impactos negativos como, a limitação da injeção de potência ativa em cada gerador distribuído e a implementação de compensadores de reativos. Os resultados mais importantes obtidos no estudo chamam a atenção para os momentos de máxima produção de energia solar onde a rede de distribuição passou a fornecer potência ativa para o barramento da subestação, cenários onde a tensão extrapolou o limite máximo permitido na rede de distribuição. Por fim, os

autores concluíram que as estratégias adotadas para se evitar os problemas e trazer o máximo de benefícios que a GD pode oferecer dependem de uma série de fatores que envolve desde a integridade do sistema elétrico até o retorno do investimento por parte do consumidor, pois uma estratégia de limitação de potência gera benefícios para o sistema elétrico quando se analisa a variação de tensão, no entanto, limita os ganhos ao consumidor.

Em um estudo realizado por Barbosa Filho & Azevedo (2013) são levantadas as vantagens e desvantagens da geração distribuída levando em consideração três âmbitos diferentes, a sociedade, o setor elétrico e o meio ambiente. Segundo a pesquisa realizada pelos autores, às maiores vantagens da utilização da GD em relação a sociedade se encontram na diminuição do preço da energia elétrica e a maior segurança energética. Já para o setor elétrico, os maiores benefícios estão associados a redução do risco de planejamento e atendimento mais rápido a demanda por conta do baixo tempo de instalação das unidades geradoras. Do ponto de vista ambiental, a GD traz consigo o incentivo a exploração de recursos naturais renováveis locais reduzindo os impactos ao meio ambiente. Por outro lado, os autores apontam como desvantagens do uso da GD para a sociedade, a dificuldade de viabilidade econômica de alguns projetos. Para o meio ambiente, algumas fontes primárias de energia utilizadas na GD podem ainda emitir poluentes. Para o setor elétrico, a operação descentralizada do sistema torna-se mais complexa do que em um sistema convencional. Por fim, os autores concluem que apesar da existência de um maior incentivo para utilização da geração distribuída, os impactos causados pela GD dependendo do local a ser instalado e do crescimento da demanda elétrica, a inserção da GD não irá dispensar o crescimento da geração centralizada, mais apenas diminuir a sua taxa de crescimento.

Abordando mais especificamente os impactos no sistema elétrico e benefícios da GD, levando em consideração a Resolução Normativa 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Camargos, Shayani & Oliveira (2016) conduziram um estudo focado na estratégia de avanço da geração distribuída baseada em placas fotovoltaicas instaladas nas casas dos consumidores de energia. Os cenários simulados pelos autores foram construídos adotando duas estratégias de avanço sendo elas, a solar fotovoltaica pulverizada, onde o avanço da geração distribuída se deu espalhada por várias barras do sistema de distribuição, e a geração fotovoltaica concentrada em que a geração distribuída ocorreu em um único

ponto da rede. O sistema teste utilizado representa uma rede de distribuição já consolidada na literatura, sendo alterado com a entrada dos geradores distribuídos conectados juntamente as cargas. O objetivo das simulações foi verificar os impactos que cada estratégia de avanço causaria no sistema, propor como melhor solução a estratégia que viesse a evitar instabilidade em regime permanente e trouxesse os maiores benefícios ao sistema teste. Os resultados apresentados pelos autores apontaram que a geração distribuída fotovoltaica concentrada causou maiores impactos negativos no sistema elétrico que a geração distribuída fotovoltaica pulverizada, sendo os principais problemas causados foram, a sobrecarga nos alimentadores, elevação dos níveis das tensões acima do permitidos. Finalmente, os autores concluíram que uma geração distribuída solar concentrada em um estádio ou grande supermercado pode causar maior impacto na rede de distribuição do que a mesma potência distribuída ao longo de vários consumidores ligados na mesma rede.

Seguindo a mesma linha de estudo dos impactos da GD sobre o sistema elétrico, Eichkoff, Marques & Mello (2018) conduziram um estudo a respeito da inserção da geração distribuída baseada em painéis fotovoltaicos prevendo cenários de intensa penetração de GD, tendo em vista o possível aumento de tensão na rede de distribuição e como consequência a redução da vida útil dos cabos e dos equipamentos de proteção da rede elétrica. O objetivo dos autores foi analisar os efeitos da GD na rede distribuição com e sem equipamentos de controle de potência reativa, sendo utilizado como sistema teste o sistema padrão IEEE de 13 barras. Os resultados obtidos das simulações confirmaram a preocupação dos autores, apresentando cenários onde o aumento do nível da tensão na rede de distribuição violou o limite superior permitido. Além da sobre tensão, foi observado que, quando a GD opera em sua máxima potência, ocorre fluxo inverso de potência da rede de distribuição para a subestação. Por fim, os autores concluíram que o fluxo de potência inverso para a subestação pode causar danos aos equipamentos de proteção elétrica e que um grande número de geradores distribuídos pode vir a causar violação do limite superior de tensão. Muitos desses problemas podem ser resolvidos modificando *taps* dos transformadores e adicionando equipamentos extras nas subestações, porém acarretando custos adicionais. É importante ressaltar que os autores não avaliaram os impactos na rede básica do fluxo inverso de potência.

Observando os impactos da GD sobre a rede básica de um sistema elétrico de potência e o comportamento das variáveis elétricas em regime transiente, Romani (2014) realizou um estudo sobre a inserção da geração distribuída composta por geradores síncronos em cenários de faltas, observando o impacto causado na estabilidade transitória angular do sistema de geração e transmissão. Foi utilizado como sistema teste o sistema Sul reduzido de 33 barras proposto como sistema teste por Alves (2007). O fluxo de potência em regime permanente foi resolvido com auxílio do software ANAREDE, enquanto as faltas e a estabilidade transitória angular foram simulados com o uso do ANATEM. Em relação aos cenários de simulação foram contemplados diferentes níveis de penetração da GD e uma vasta gama de contingências. Os resultados obtidos foram sintetizados em índices normalizados e em gráficos de cores para facilitar sua interpretação. No trabalho, o autor aponta que a GD nos sistemas elétricos de potência deve ser contabilizada para seu planejamento e expansão, sendo de importante tanto para o operador nacional do sistema quanto para a concessionária de distribuição de energia elétrica a avaliação de seus impactos. O autor conclui que, dependendo da contingência aplicada ao sistema e o valor de inserção de geração distribuída, pontos específicos da rede apresentam impactos positivos e negativos, sendo investigados também diferentes cenários de penetração de GD com e sem despacho centralizado da mesma. É apontada a existência de uma determinada quantidade de inserção da geração distribuída que o sistema teste consegue suportar de forma a trazer impactos benéficos, porém ressaltando a necessidade de estudos mais detalhados sobre o tema.

Analisando um contexto mais amplo Marques *et al.* (2004) abordam o problema da crescente demanda de energia elétrica e os problemas da geração centralizada colocando a geração distribuída como uma possível solução para atender à crescente demanda de energia. Os autores têm como foco a investigação dos benefícios da geração distribuída estudando os impactos da inserção da GD nos sistemas elétricos, analisando as principais variáveis elétricas como perfil de tensão, perdas de potência, tempos críticos de eliminação de faltas, sendo considerados tanto a operação do regime transiente quanto permanente em cenários de carga leve, média e pesada. Os geradores distribuídos utilizados nos estudos foram geradores síncronos de médio e pequeno porte conectados à rede de distribuição. Os resultados obtidos das simulações em regime permanente apontaram a

existência de determinados cenários e locais da inserção dos geradores distribuídos que causaram maior estabilidade de tensão e minimização de perdas, também houve a ocorrência determinados cenários onde a geração distribuída causou problemas no perfil de tensão do sistema. A análise da estabilidade transitória apontou que os níveis de penetração de GD depende dos valores utilizados nas configurações da proteção, desse modo, os autores concluíram que a inserção da geração distribuída deve ser muito bem planejada para que não venha causar problemas de instabilidade. É importante ressaltar que autores não estudaram os impactos na rede básica do fluxo inverso de potência.

Realizando uma análise em regime transiente e permanente do sistema elétrico com a inserção da geração distribuída Lopes *et al.* (2007) realizaram uma revisão sobre os principais desafios técnicos da GD como, o aumento da tensão, possíveis danos aos equipamentos e desafios regulatórios. Em relação aos desafios técnicos o estudo realizado se aprofundou nos impactos no perfil de tensão, potência ativa e reativa, além de análises de contingências, Os autores concluem que o comportamento dinâmico, assim como a modelagem da GD, necessitam de estudos aprofundados e enfatizam a utilização da *smart grid* como sendo a principal solução para o gerenciamento e integração da geração distribuída, visto que as redes inteligentes possuem tecnologia de gerenciamento capaz de lidar com a intermitência de muitas fontes renováveis e mitigando problemas de instabilidade.

2.2 O CONCEITO DE SMART GRID

O conceito de *smart grid* é amplo pelo fato da utilização intensiva da tecnologia de informação e comunicação aplicada a rede elétrica e a abrangência da sua aplicação. No trabalho de Rivera *et al.* (2013), redes inteligentes é definida como a aplicação da automatização das redes elétricas tradicionais, possibilitando medições em tempo real da demanda e geração de energia elétrica.

Já no trabalho de Vitor *et al.* (2014), *smart grid* refere-se a rede elétrica com alto nível de aplicação de tecnologia de informação e comunicação, tornando possível um controle mais eficiente do fluxo de potência nas linhas e o gerenciamento de fontes de energia intermitentes.

Para Marques *et al.* (2015), *smart grid* é uma rede de energia elétrica moderna concebida para se obter através da aplicação da tecnologia digital, alto

nível de confiabilidade, eficiência, segurança com fácil integração de fontes de energia renováveis.

De acordo com Pacheco & Muniz (2018), a rede inteligente é um modelo de troca de informação bidirecional entre o consumidor e a concessionária, possui consigo um grande potencial, uma vez que possibilita troca de informação em tempo real, da demanda instantânea, monitoramento do fluxo de potência nas linhas, atuação em cortes, relaxamento de energia de maneira remota.

2.3 SMART GRID E O GERENCIAMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Do mesmo modo que o conceito de rede inteligente é amplo, a estrutura física e a sua operação podem ser igualmente amplas e complexas. A rede inteligente tem enorme potencial de trazer consigo enormes benefícios se bem estruturada e implantada. Frracari, Santos & Sanchez (2015) descrevem os principais problemas enfrentados a respeito do gerenciamento de energia elétrica, colocando a *smart grid* como sendo uma das soluções mais adequadas. Para isso, a rede inteligente consistiria de uma grande quantidade de equipamentos capazes de se comunicarem entre si, sendo formada por computadores, equipamentos de telemetria, controladores, geradores, novas tecnologias que seriam inseridas, podendo trazer como principal vantagem a eficiência energética. Já em relação as desvantagens elencadas pelos autores, além da operação complicada, existem riscos de invasão por hackers a rede inteligente e a necessidade de estudos mais aprofundados sobre a estrutura da rede no local que será instalada.

Abordando as questões da segurança das redes inteligentes em relação as tecnologias da informação, Silva (2015) voltou a atenção para a interoperabilidade das *smart grid*, dando um enfoque maior na questão da ciber-segurança, no estudo o autor explica que a segurança relacionadas ao tráfego de informação entre os diversos sistemas deve ser fortemente protegido e requer uma abordagem holística (consiste em analisar o comportamento de um fenômeno ou sistema na sua totalidade), incluindo métodos de criptografia como PSK (chaves pré compartilhadas) e PKI (infraestrutura de chaves públicas) além da utilização de protocolos de criptografias mais atualizados e complexos para garantir a segurança das informações trafegadas. O autor aponta que muitos esforços estão sendo feitos para melhorar protocolos de segurança existentes com objetivo de torná-los mais

seguros. Silva (2015) realizou uma parametrização do framework do protocolo IPsec, o implementando em uma rede virtual privada (VPN), em uma topologia básica de rede característica da *smart grid* presente na literatura. Os resultados foram obtidos através de testes realizados no Laboratório de Redes Nacional de Ensino e Pesquisa (UFPR), revelaram que o método de parametrização adotado do framework do protocolo IPsec pode ser aplicado de forma segura nos domínios de geração e consumo de potência. Já em relação a confiabilidade e integridade, o IPsec aplicado a VPN se mostrou compatível com o recomendado pelo SGIRM (modelo e metodologia de referência para interoperabilidade em *smart grid*) e provou ser possível a aplicação nas várias interfaces de comunicação entre e inter domínios contidos dentro do SGIRM.

Tendo como foco a busca de uma solução para os problemas relacionada ao modelo de geração centralizada, Santos (2013) coloca a *smart grid* como uma solução para aos problemas enfrentado pela geração centralizada referente às dificuldades de gerenciamento de fontes de energia intermitentes, perdas de energia na transmissão e a necessidade de grandes recursos naturais para suprir a crescente demanda de energia. O autor aponta que o grande diferencial das redes inteligentes em relação as redes tradicionais é a utilização de recursos avançados de automação e computação, possibilitando que a rede possa gerenciar de forma mais eficiente o fluxo de potência, amenizando perdas e possibilitar o gerenciamento mais eficiente de fontes intermitentes de energia. No entanto, o autor destaca que o incorreto dimensionamento das *smart grids* podem causar problemas a operação do sistema elétrico de potência. Para evitar esse cenário cada rede inteligente deverá ser dimensionada de forma adequada a cada região de abrangência. Neste sentido, o autor conclui que são necessários estudos mais aprofundados referentes tanto a topologia quanto a arquitetura hierárquica entre os órgãos que irão gerir o funcionamento da rede.

Além de apontar a *smart grid* como sendo uma das soluções mais apropriadas para resolver os problemas relacionado a geração centralizada o trabalho de Barbosa (2010) possui como diferencial abordar o assunto relacionado ao processo de transição das redes convencionais para as redes inteligentes, apontando as principais diferenças entre elas e ressaltando a mudança no fluxo de potência sendo unidirecional para as redes convencionais e bidirecional para as redes inteligente. Para se realizar a transição de modo a evitar problemas de

operação, segundo o autor, será necessário uma série de estudos detalhados a respeito das normas e do padrão de comunicação, além de teste de compatibilidade entre as diversas tecnologias aplicadas na rede com intuito de evitar incompatibilidades de comunicação e por consequência afetar o funcionamento da rede inteligente. O mesmo autor também aponta que a medição inteligente através da instalação de medidores inteligentes não é considerada *smart grid*. Só é considerada rede inteligente a rede onde todos os equipamentos como sensores, medidores, atuadores, entre outros equipamentos estiverem conectados e se comunicarem entre si de modo a se buscar o melhor ponto de operação.

Realizando um estudo mais aprofundado da *smart grid* na questão de benefícios e conceitos, Cabello (2012) afirma que a *smart grid* não trará grandes benefícios caso as tecnologias utilizadas no consumo da energia não forem eficientes e sem a disseminação de políticas públicas a respeito do consumo inteligente de energia elétrica. Só a aplicação de tecnologia não irá resolver o problema do elevado consumo. O autor ainda alerta a respeito dos investimentos na *smart grid*, visto que muitos benefícios são incertos ou difusos em um panorama individual, sem analisar as características de cada região em particular, havendo a necessidade a realização de estudo mais completos.

Dando enfoque nos recursos tecnológicos presentes nas redes inteligentes e tendo em vista a utilização de um método de otimização conhecido no setor elétrico como despacho econômico, Corrêa *et al.* (2012) realizaram um estudo observando o impacto do redespacho da geração em regime transiente no intuito de avaliar o comportamento da geração dinâmica nos sistemas elétricos de potência, utilizando algoritmos de inteligência artificial para estudar a melhoria causada no sistema teste com 39 barras conhecido como IEEE *New England*. Os cenários de simulação foram avaliados levando em consideração os limites operacionais de cada região e composição de diferentes níveis de carregamento. A aplicação do algoritmo de árvores de decisões e do algoritmo genético geraram resultados para comparação. O algoritmo genético obteve os melhores valores de otimização em comparação a de árvores de decisão. Por fim os autores concluíram que o redespacho feito em qualquer sistema elétrico aumenta a estabilidade do funcionamento, tendo como consequência uma maior segurança de operação.

Estudando a operação do sistema elétrico quando é inserida a geração distribuída juntamente com a *smart grid*, o trabalho de Lopes *et al.* (2015). Apresenta

o comportamento complexo de uma rede possuindo geração distribuída, pois uma unidade de geração pode estar conectada em qualquer lugar da rede gerando flutuações de potência injetada no tempo. Desta forma, o fluxo de potência pode fluir em qualquer direção tornando indispensável a realização de estudos a respeito da implementação da *smart grid* no controle da GD. De acordo com os autores existe uma grande necessidade de se desenvolver ferramentas computacionais que possam estimar os fatores econômicos (perdas, custos da energia) para viabilizar a integração de fontes renováveis e garantir estabilidade na rede onde será alocada a GD. A infraestrutura da rede, segundo os estudiosos, deverá estar apta para utilizar diversas fontes de energia renovável. Por fim, os autores enfatizam que o controle da rede deverá ser flexível e robusto para incluir tais recursos sem ocasionar problemas de operação.

Considerando as demandas de estudos destacadas pelos trabalhos avaliados na presente seção e os almejando alcançar os objetivos definidos na seção 1, na sequência, a seção 3 traz os materiais e métodos utilizados no presente trabalho.

3 MATERIAL E MÉTODOS

3.1 SISTEMA-TESTE PARA A REDE BÁSICA

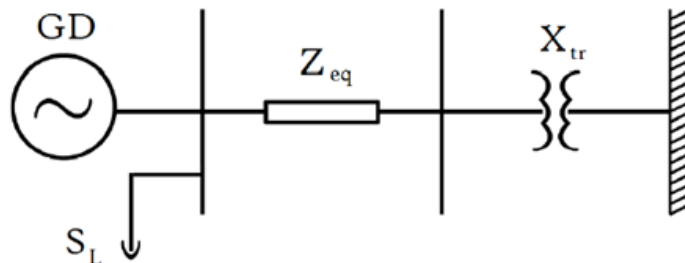
Para a realização das simulações foi utilizado o software ANAREDE sendo implementado como sistema-teste o STB-33 Barras (sistema-teste brasileiro de 33 barras) proposto por Alves (2007), que consiste em uma versão simplificada do sistema elétrico da Região Sul do Brasil, geralmente denominado Sistema Sul Reduzido. O Sistema Sul está ilustrado na FIGURA 05 possuindo basicamente seis grandes geradores, uma barra slack (barra 824 G.B. Munhoz). Cada gerador é conectado ao sistema de transmissão através de um transformador. O sistema de transmissão alimenta um total de 9 centros de carga.

As cargas possuem potência ativa e reativa fixa, tendo como variável ângulo e tensão em função do valor da carga associada e da potência injetada pelos geradores. Os dados referentes as cargas estão presentes no Anexo A.

3.2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EQUIVALENTE E INSERÇÃO DA GD

Ao sistema-teste da rede básica apresentado na seção 3.1, foram realizadas adequações, inserindo redes de distribuição equivalentes em cada barra de carga para a conexão GD no lado de baixa tensão (13,8 kV). Em cenários com GD convencional, sua interligação com a rede de transmissão foi realizada através de um equivalente de Thévenin de uma rede de distribuição já utilizado nos trabalhos de Romani (2014), Abreu (2005) e Perretto, Pereira & Garcia (2016), conforme ilustrado na FIGURA 06. A carga S_L , antes conectada diretamente junto a rede básica, foi transportada para uma nova barra localizada após a rede equivalente de distribuição.

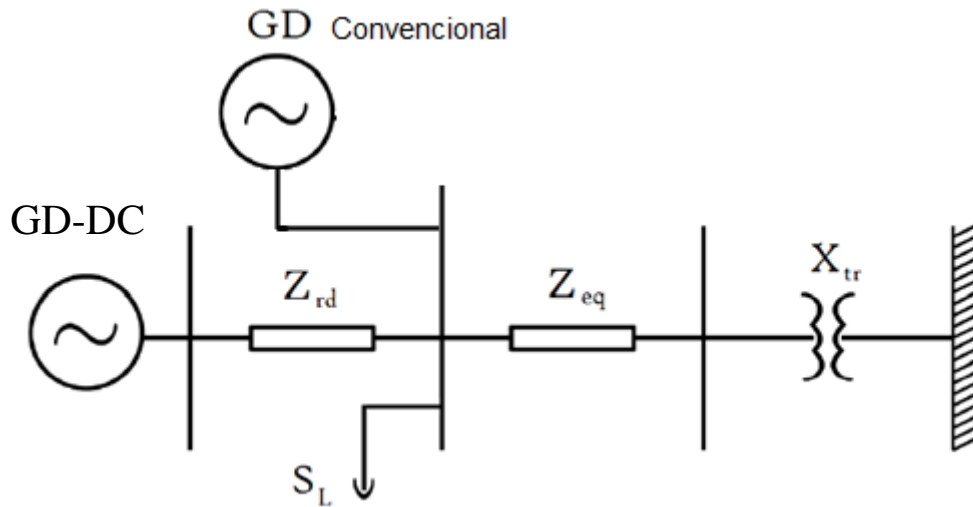
FIGURA 06 - EQUIVALENTE DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO SOMENTE COM GD CONVENCIONAL



FONTE: Adaptado de Romani (2014).

Já para cenários que possuem parte da GD despachada de forma centralizada (cenários com GD-DC) um alimentador exclusivo foi adicionado para sua conexão através de uma nova barra PQ, conforme a FIGURA 07.

FIGURA 07 - EQUIVALENTE DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM GD-DC



FONTE: Adaptado de Romani (2014) e Perretto, Pereira & Garcia (2016).

Observando a FIGURA 07 é importante reforçar que a GD convencional é ligada a uma barra PQ, com potência reativa injetada nula, se aproximando do comportamento da geração fotovoltaica. No caso da GD-DC, a GD injeta valores fixos de reativos na rede, de forma a simular uma máquina síncrona ou outro tipo de unidade geradora com esta capacidade.

A GD-DC é conectada à rede de distribuição através de uma rede de impedância $Z_{rd} = 0,0022 + j0,0008$ pu. A rede de distribuição tem uma impedância equivalente de $Z_{eq} = 0,0036 + j0,0022$ pu, sendo ligada a um transformador com reatância equivalente de $X_{tr} = 0,04304\%$ (potência base de 100 MVA), pelo qual a rede de distribuição é conectada à rede básica.

3.3 MÉTODO DE SOLUÇÃO DO FLUXO DE POTÊNCIA

A solução do fluxo de potência consiste basicamente em determinar o estado de operação de um sistema elétrico de potência. Segundo Monticelli (1938), a resolução do fluxo de potência tem por objetivo determinar para cada barra, os valores de potência ativa e reativa em cada linha de transmissão e os valores do módulo e ângulo de tensão em cada barra do sistema. Para o cálculo de potência ativa e reativa, Monticelli (1938) apresenta as equações (1) e (2) para uma determinada barra k.

$$P_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos\theta_{km} + B_{km} \sin\theta_{km}) \quad (1)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \sin\theta_{km} - B_{km} \cos\theta_{km}) \quad (2)$$

Sendo que,

- P_k : a injeção de potência ativa na barra k;
- Q_k : a injeção de potência reativa na barra k;
- V_k : a tensão eficaz na barra k;
- V_m : a tensão eficaz na barra m;
- G_{km} : o elemento da matriz de condutância entre as barras k e m;
- B_{km} : elemento da matriz de susceptância entre as barras k e m;
- θ_{km} : a defasagem da tensão entre a barra k e a barra m.

Observando as equações (1) e (2) a função do somatório é realizar a soma individual de determinados parâmetros elétricos associados a todas as barras “m” adjacentes a barra “k”, incluindo ela mesma. Para o cálculo do fluxo de potência, a matriz admitância do sistema (Y) deve ser conhecida, sendo calculada através dos parâmetros de linha, que disponibilizará os valores da condutância (G) e susceptância (B) do sistema, sendo $Y = G + jB$. As incógnitas a serem calculadas dependem de cada tipo de barra (barras PV, PQ e V θ), sendo as variáveis que não possuem valores fixos.

Cada tipo de barra possui duas variáveis livres e duas fixadas, sendo cada barra nomeada tradicionalmente por seus parâmetros fixos, como mostrado nos tópicos a seguir;

- Barras PV onde é possível manter fixos os valores de potência ativa e o valor da tensão, sendo calculados potência reativa e ângulo.
- Barras PQ, ou barras de carga, são barras que são fixos os valores de potência ativa e reativa, podendo variar ângulo e tensão.
- Barra V θ , também chamada de barra slack ou de folga, é a barra única no sistema onde são arbitrados os valores de tensão e ângulo como

referência para todas as demais barras, possuindo como variáveis livres a potência ativa e reativa.

A resolução do problema do fluxo de potência deve ser feita através da aplicação de métodos numéricos iterativos, sendo o mais utilizado o método de Newton-Raphson. O método de Newton-Raphson tem como objetivo encontrar um determinado valor de x que torna o valor de uma função $g(x)$ igual a zero, portanto encontrando as raízes da equação. A formulação do método está baseada em adotar um valor inicial, e através do cálculo iterativo da EQUAÇÃO 3, se calcula uma reta tangente da função nesse valor inicial até o eixo da abcissas, desse modo obtendo o novo valor de x , a fim de se determinar a melhor aproximação do valor da raiz.

$$x_1 = x_0 - \frac{g(x_0)}{g'(x_0)} \quad (3)$$

Onde,

$g(x_0)$ = valor da função no valor inicial

$g'(x)$ = valor da derivada no ponto x_0

x_0 = Valor inicial

x_1 = Próximo valor estimado

O método se repete recursivamente adotando nas seguintes interações como valor de x_0 o valor x_1 . O critério de parada se estabelece quando o resultado da subtração entre os valores de x da interação atual com a anterior é menor em módulo do que o valor de um erro admissível arbitrado. Desta forma, é estabelecido o critério de parada do método que garante que os valores calculados estejam suficientemente próximos das raízes da equação. Aplicando a formulação do método de Newton-Raphson para o fluxo de potência, se define o valor de um vetor \underline{X} , de acordo com a EQUAÇÃO 4.

$$\underline{X} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix} \quad (4)$$

Onde,

$\underline{\theta}$ = vetor de ângulo da tensão em cada barra PQ e PV.

\underline{V} = vetor de módulos da tensão em cada barra PQ.

Já a função $g(\underline{x})$ é representada na forma matricial sendo composta pela diferença entre as potências calculadas pelas EQUAÇÕES 1 e 2 entre duas interações, conforme expresso na EQUAÇÃO 5.

$$g(\underline{x}) = \begin{bmatrix} \Delta \underline{P}_k \\ \Delta \underline{Q}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{P}_k^{esp} & -\underline{P}_k^{calc} \\ \underline{Q}_k^{esp} & -\underline{Q}_k^{calc} \end{bmatrix} = 0 \quad (5)$$

Os valores de \underline{P}_k^{esp} e \underline{Q}_k^{esp} são especificados conforme as EQUAÇÃO 6 e 7, respectivamente.

$$\underline{P}_k^{esp} = \underline{P}_k^{gerado} - \underline{P}_k^{consumido} \quad (6)$$

$$\underline{Q}_k^{esp} = \underline{Q}_k^{gerado} - \underline{Q}_k^{consumido} \quad (7)$$

Os valores de \underline{P}_k^{calc} e \underline{Q}_k^{calc} são obtidos através do valor inicial adotado de V e θ , que, para a primeira interação, são adotado comumente como 1 e 0. Esse modo de inicialização é conhecido como *flat start*. Os próximos valores de tensão e ângulos são calculados na sequência da execução do método numérico.

Por fim, para se calcular os valores das próximas interações é necessário o cálculo da derivada da função $g(\underline{x})$ que contém mais de uma variável. O resultado é uma matriz Jacobiana J cujo os elementos são as derivadas parciais das equações do fluxo de potência, conforme apresentado na EQUAÇÃO 8.

$$J(g(\underline{x}^{(v)})) = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (8)$$

Ao se aplicar o método de Newton-Raphson são obtidos os valores de tensão e ângulo em cada barra do sistema. Para se calcular a potência ativa e reativa basta substituir os valores obtidos da resolução de Newton-Raphson nas EQUAÇÕES 1 e 2.

Os passos do método de Newton-Raphson se resumem a:

- (i) Assumir o contador de interações $v = 0$, arbitrando uma solução inicial $\underline{x} = \underline{x}^{(v)}$;
- (ii) Em seguida, calcular $g(\underline{x}^{(v)})$;

- (iii) Logo após, comparar a função $g(\underline{x}^{(v)})$ com o valor de tolerância de parada ε estabelecido, sendo que, se $|g(\underline{x}^{(v)})| < \varepsilon$, assume-se $\underline{x}^{(v)}$ é solução. Caso o contrário, deve-se seguir ao passo “iv”.
- (iv) Calcular e montar a Matriz Jacobiana da função $g(\underline{x}^{(v)})$, conforme a EQUAÇÃO 8.
- (v) Resolver as EQUAÇÕES 9 E 10.

$$g(x(v)) + J(g(x(v))) * \Delta x(v) = 0 \quad (9)$$

$$-J(g(x(v))) - 1 * g(x(v)) = 0 \quad (10)$$

- (vi) Determinar o valor de $\underline{x}^{(v+1)}$ através da EQUAÇÃO 11.

$$\underline{x}(v + 1) = \underline{x}(v) + \Delta \underline{x}(v) \quad (11)$$

- (vii) Com o valor de $\underline{x}^{(v+1)}$ calculado, incrementa um passo de iteração ($v=v+1$) e retornar ao passo “ii”.

O algoritmo deve ser executado de forma iterativa até que haja convergência à tolerância definida conforme passo “iii”.

3.4 ANAREDE

Para solucionar o fluxo de potência foi utilizado o simulador ANAREDE desenvolvido pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica (CEPEL), que é uma ferramenta computacional que tem por finalidade resolver o fluxo de potência em sistemas elétricos, permitindo calcular a magnitude da tensão e ângulo nas barras e o fluxo de potência entre elas.

O software também conta com um conjunto de ferramentas que permitem analisar uma série de parâmetros elétricos relacionado ao sistema-teste quando o mesmo opera em regime permanente.

A solução do fluxo de potência, permite verificar em cada barra ou equipamento do sistema as principais características elétricas como; tensão, ângulo e potência em cada situação que o sistema elétrico é submetido. O programa também conta com o monitoramento dos limites de tensão e potência mínima e máximo em cada parte do sistema caso esses sejam especificados.

Por fim, também é possível verificar um relatório de convergência do fluxo de potência contendo, o número de interações necessárias para a convergência e o

erro de cada passo até chegar à convergência das equações que modelam o fluxo de potência.

3.5 CONGESTIONAMENTO NA TRANSMISSÃO

Um fator muito importante a ser observado principalmente para a comercialização de energia elétrica, é a transmissão contínua e segura do montante de potência gerada pelos geradores até os centros de carga, conforme Gómez-Expósito, Conejo & Cañizares (2015), para garantir uma transmissão contínua e segura, são definidos margens de segurança através da utilização do conceito da capacidade de transferência disponível (CTD), que pode ser calculada pela seguinte formulação matemática presente na EQUAÇÃO 12.

$$CTD = CTT - CET - MCT - MBC \quad (12)$$

Onde

CTD = Capacidade de transferência disponível

CTT = Capacidade de transferência total

CET = Obrigações existente na transmissão

MCT = Margem de confiabilidade na transmissão

MBC = Margem de benefício de capacidade

Os valores da *CET* possui seu peso definido com base no cumprimento das condições de fornecimento de potência contínuo a carga, já a *MCT* tem seu valor definido referente a confiabilidade do sistema em manter seu funcionamento contínuo durante todo o período de tempo, por fim a *MBC* representa o valor de potência adicional a ser transmitido prevendo incremento de carga futuro que a linha deverá suportar.

Por sua vez, a capacidade de transferência total é calculada através de outras variáveis de acordo com Gómez-Expósito, Conejo & Cañizares (2015), a capacidade de transferência total é calculada através do menor valor entre as potências máximas permitida pela linha de transmissão considerando efeitos térmicos, limites de tensão, limite de estabilidade conforme a EQUAÇÃO 13.

$$CTT = \min(P_{max_{I\ lim}} + P_{max_{v\ lim}} + P_{max_{S\ lim}}) \quad (13)$$

Onde,

$P_{max_{I\ lim}}$ = Potência máxima transmitida considerando limites térmicos suportado pela linha de transmissão;

$P_{max_{v\ lim}}$ = Potência máxima transmitida considerando limites de tensão;

$P_{max_{S\ lim}}$ = Potência máxima transmitida considerando limites de estabilidade em regime permanente;

Em relação aos limites térmicos da linha de transmissão, se considera a máxima temperatura suportada pelo condutor ao transmitir um determinado montante de potência. Para os limites de tensão são considerados o valor máximo de tensão que a linha consegue suportar sem causar arcos elétricos ou exceder os valores de tensão suportados pelos materiais isolantes ou equipamentos conectados a ela. Por fim, os limites de estabilidade se referem a capacidade da linha de transmitir potência quando ocorrer no sistema alguma contingência, como a retirada de uma linha de transmissão ou um transformador.

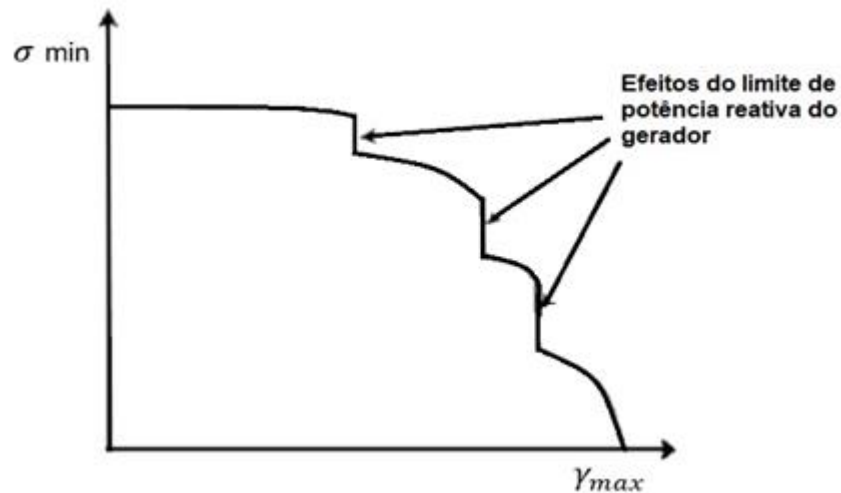
3.6 ESTABILIDADE DE TENSÃO

Em relação a análise das curvas PV, ao decorrer de uma série de estudos foram surgindo vários índices de estabilidade de tensão em regime permanente para se analisar uma série de parâmetros, conforme Gómez-Expósito, Conejo & Cañizares (2015) os índices podem ser usados para se determinar a proximidade do ponto de operação do sistema-teste em relação ao ponto de colapso de tensão, tendo como principal vantagem de não exigirem hipóteses a respeito da mudança no sentido da geração e de carga.

Dentre vários índices existentes na literatura segundo Gómez-Expósito, Conejo & Cañizares (2015), os índices de valor singular e o índice de reserva de potência reativa são os mais analisados, respectivamente se baseiam na singularidade da matriz jacobiana do sistema, em que a matriz se torna singular no ponto de bifurcação, e o segundo se baseia na medida da proximidade do sistema em atingir um ponto de bifurcação. Ainda segundo os mesmos autores esses índices são rápidos de serem calculados e possível de serem medidos online, no entanto

esses índices se tornem altamente não lineares quando a operação do sistema está distante do ponto de bifurcação como apresentado na FIGURA 08.

FIGURA 08- CURVA PV COM LIMITES DE POTÊNCIA REATIVA



FONTE: Gómez-Expósito, Conejo & Cañizares (2015).

3.7 PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DAS CURVAS PV

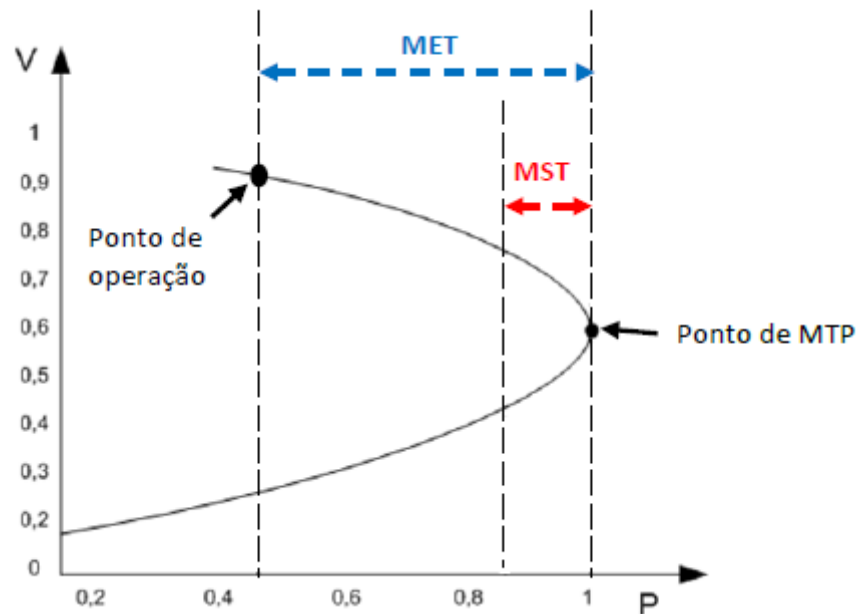
A análise da curva PV é uma metodologia muito utilizada para estudos referentes a estabilidade estática de tensão em cenários em regime permanente, que representa o nível de tensão relaciona a uma barra com respectivo crescimento do carregamento como descrito no trabalho de Vilela (2014), a curva PV é uma ferramenta que de modo simplificado, relaciona o valor de tensão apresentado em um barra com o seu respectivo acréscimo de carga.

Para a obtenção de uma curva PV é necessário que se realiza um aumento contínuo de carga no sistema-teste, monitorando tensão e carregamento em determinadas barras até o fluxo de potência não apresentar mais convergência, os resultados obtidos do fluxo de potência são plotados gerando as curvas PV.

Em uma análise imediata de uma curva PV dois parâmetros elétricos importantes são facilmente observados como apontado por Vilela (2014), o ponto de máximo carregamento suportado pelo sistema, que representa a máxima potência ativa suportada, e o valor da tensão de colapso no ponto de máximo carregamento. Além da análise imediata das curvas PV também é comum se analisar alguns índices de estabilidade estática de tensão já consolidados na literatura como

apontado por Vilela (2014), os índices mais utilizados são a Margem de Estabilidade de Tensão (MET) e a Margem de Segurança de Tensão que correspondem respectivamente, a distância entre o ponto de operação até o ponto de instabilidade de tensão, e o segundo é a distância mínima entre o ponto de operação do sistema com o ponto de instabilidade de tensão como apresentado na FIGURA 09.

FIGURA 09 - ANÁLISE MET, MST E PMA EM CURVAS PV

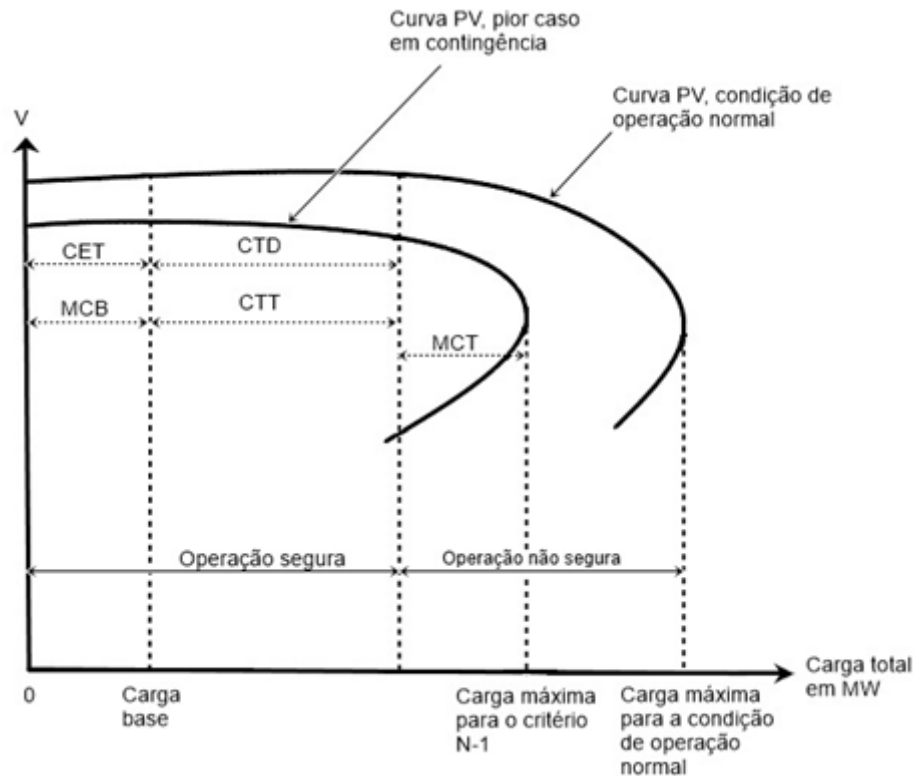


FONTE: Vilela (2014).

Em relação ao valor de MST é definido de acordo com o órgão normativo responsável pela operação e expansão como apontado por Vilela (2014), os valores indicados pela ONS para o índice de MST, devem possuir um valor de potência ativa distante na ordem de 4 a 7 % do ponto de carregamento máximo para garantir a operação segura do sistema.

Além desses índices de estabilidade estática de tensão outros índices também são propostos pela literatura mais especializada como presente em Gómez-Expósito, Conejo & Cañizares (2015), as curvas PV também podem ser usadas para se determinar o CTD dos sistemas de transmissão conforme a EQUAÇÃO (13), podendo se realizar uma análise com todos os demais critérios que compõem o CTD conforme a FIGURA 10.

FIGURA 10- ÍNDICES DE ESTABILIDADE DE TENSÃO APLICADOS A CURVAS PV.



FONTE: Gómez-Expósito, Conejo & Cañizares (2015).

Para se obter uma curva PV no formato da FIGURA 10, de acordo com Gómez-Expósito, Conejo & Cañizares (2015), é necessário que certos perfil de carga e de despacho de potência ativa sejam assumidos, em caso mais real onde potência ativa de geração e carga variam não uniformemente, o CDT só pode ser determinado para as principais linhas de grandes porte em determinado períodos de tempo.

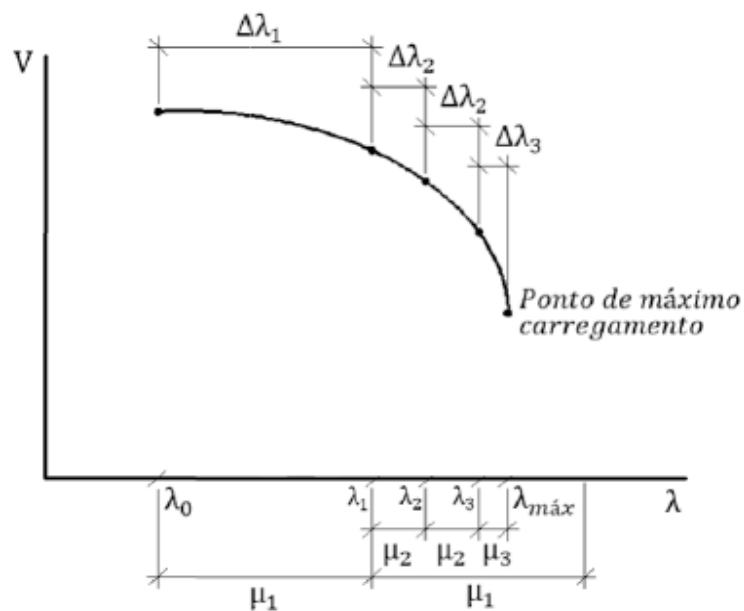
3.8 FLUXO DE POTENCIA CONTINUADO

O fluxo de potência continuado é uma metodologia implementada no software ANAREDE pelo o qual o fluxo de potência é realizado diversas vezes para diferentes valores de carregamento, onde em cada cenário simulado possui uma diferença no valor de alguma variável escolhida, podendo ser é acrescida ou decrescida de um determinado valor. Van e Cutsem e Vournas (1998), definiram o fluxo de potência continuado como um procedimento que consiste em calcular sequencialmente o

fluxo de potência alterando uma variável, sendo ela o carregamento do sistema ou a tensão eficaz até que o sistema entre em colapso de tensão.

Observando a aplicação do método, Ferraz *et al.* (2000), apontam a utilização do fluxo de potência continuado como uma grande vantagem em relação ao fluxo de potencial convencional, pois possibilita de forma rápida atingir o valor de máximo carregamento. No entanto, a solução do fluxo de potência é dificultada nas proximidades desses pontos máximos devido a matriz jacobina entrar em condição de singularidade. Para se entender o funcionamento detalhado do fluxo de potência continuado, a FIGURA 11, presente no trabalho de Perretto, Pereira e Garcia (2016), mostra um exemplo de uma curva de tensão por carregamento plotada através das diversas soluções do fluxo de potência continuado.

FIGURA 11 - MÉTODO DO FLUXO DE POTÊNCIA CONTINUADO



FONTE: Perretto, Pereira e Garcia (2016).

De acordo com os autores, o fluxo de potência para um determinado ponto inicial de carregamento λ_0 é calculado e logo em seguida, para o próximo cálculo, o valor de carga é acrescida de μ_1 . Após o acréscimo, é calculado o fluxo de potência para determinação do ponto λ_1 e novamente a carga é incrementada gerando o parâmetro μ_1 . Caso o fluxo de potência não apresente convergência, retorna-se a carga no ponto λ_1 , que é incrementado a um parâmetro de carga μ_2 . Se ocorrer a

convergência, o λ_2 é incrementado novamente pelo parâmetro μ_2 e realizado o cálculo de fluxo de potência novamente, com o resultado é determinado o carregamento λ_3 e novamente é verificado se o fluxo converge. No exemplo da FIGURA 11, não há convergência. Nesse caso é necessário diminuir o parâmetro de acréscimo de carga para μ_3 . Esse cálculo é repetido até um determinado valor de μ que, através do cálculo do fluxo de potência, retorna o carregamento $\lambda_{\text{máx}}$.

O método segue até que o sistema não convirja mais para o incremento mínimo especificado e para o número máximo de diminuição do parâmetro de carga especificado, quando ambos são atingidos sem apresentar convergência, admite-se que o sistema entrou em colapso e que o último carregamento calculado é próximo o suficiente do ponto de colapso de tensão do sistema.

3.8.1 Etapa de previsão

A etapa de previsão tem por objetivo determinar a nova solução através de uma previsão baseada em um valor já especificado do parâmetro de carga, que pode ser definida por meio da linearização das equações de fluxo de potência, utilizando a expansão em série de Taylor de primeira ordem. (MARTINS, 2011).

A linearização leva em consideração um sistema de equações para determinar o vetor tangente com a estrutura presente na EQUAÇÃO 14. (MARTINS, 2011), (PERRETTO, PEREIRA E GARCIA, 2016).

$$\begin{bmatrix} J_h(\underline{x}, \mu) \\ \underline{e}_k^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \frac{\partial \underline{x}}{\partial \mu} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \pm 1 \end{bmatrix} \quad (14)$$

Onde,

- J_h é a matriz jacobiana;
- \underline{e}_k^T É o vetor composto por zeros, exceto pela presença de um número 1 na posição k.

O vetor \underline{e}_k^T tem a mesma dimensão do vetor $d\underline{x}$. O valor do sinal da componente ± 1 é definido como sendo o crescimento ou decréscimo do parâmetro de continuação. (PERRETTO, PEREIRA E GARCIA, 2016).

Através dos vetores tangentes calculados, torna-se que é possível encontrar as previsões através da EQUAÇÃO 15.

$$\begin{bmatrix} \underline{x}^{prev} \\ \underline{\mu}^{prev} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{x}_0 \\ \underline{\mu}_0 \end{bmatrix} + \sigma \begin{bmatrix} d\underline{x} \\ d\underline{\mu} \end{bmatrix} \quad (15)$$

Onde,

- \underline{x}^{prev} e $\underline{\mu}^{prev}$ são os valores previstos para a próxima solução;
- \underline{x}_0 e $\underline{\mu}_0$ são as soluções atuais e σ é o tamanho do passo.

3.8.2 Etapa de correção

Após o calcular a previsão, é necessário calcular a etapa de correção do fluxo de potência continuado, corrigindo a solução prevista pelo método de Newton-Raphson. Para isso é realizada a adição de uma equação ao sistema, sendo dada pela expansão da parametrização. A resolução do método de Newton-Raphson então é ampliada conforme EQUAÇÃO 16 (PERRETTO, PEREIRA E GARCIA, 2016).

$$\begin{bmatrix} g(\underline{x}, \underline{\mu}) \\ \underline{x}_i - \underline{x}_i^{prev} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (16)$$

A equação adicionada na segunda linha do vetor compara o valor esperado do parâmetro de continuação (\underline{x}) e o seu valor calculado durante a etapa de previsão.

3.9 EFEITOS DAS CURVAS DE CAPABILIDADE NAS CURVAS PV

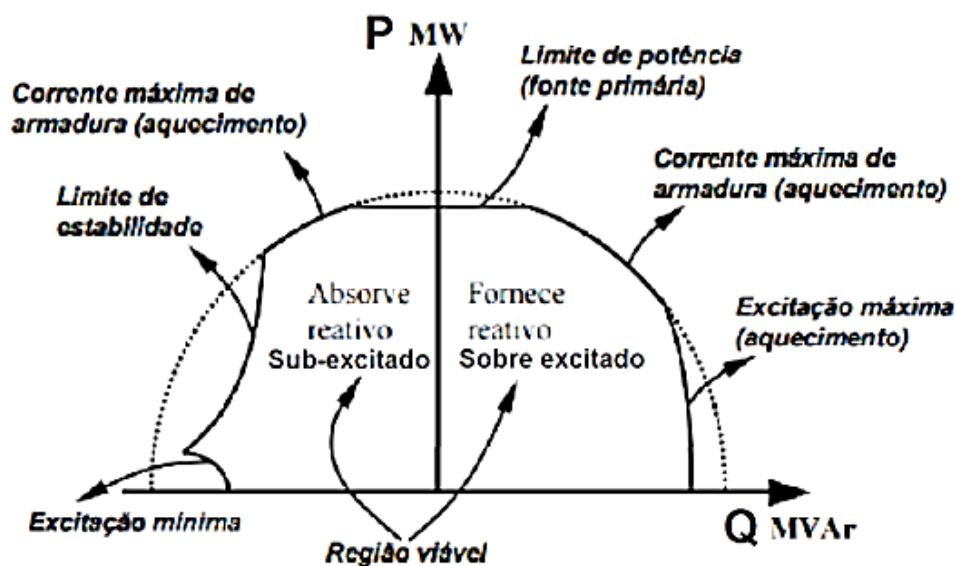
A curva de capacidade representa os limites de geração de potência ativa e reativa de um determinado gerador quando conectado ao sistema elétrico de potência. De acordo com Monticelli e Garcia (2011) os componentes de uma curva de capacidade são descritos segundo os tópicos a seguir:

- Limite de aquecimento de armadura: que relaciona a perda de energia elétrica com o efeito Joule no enrolamento da armadura da máquina.
- Limite do aquecimento do enrolamento de armadura: se refere a perda de energia elétrica por efeito Joule que ocorre no enrolamento de armadura.
- Limite de potência primária; se refere ao limite de transferência da potência gerada pela turbina e transferida mecanicamente ao gerador.

- Limite de estabilidade: refere ao máximo ângulo de potência possível sem causar instabilidade.
- Limite de excitação mínima: representa o mínimo de corrente contínua que deve ser injetado na máquina síncrona.

Toda a máquina síncrona possui uma curva de capacidade característica como apresentada na FIGURA 12.

FIGURA 12 - CURVA DE CAPABILIDADE DE UMA MÁQUINA SÍNCRONA



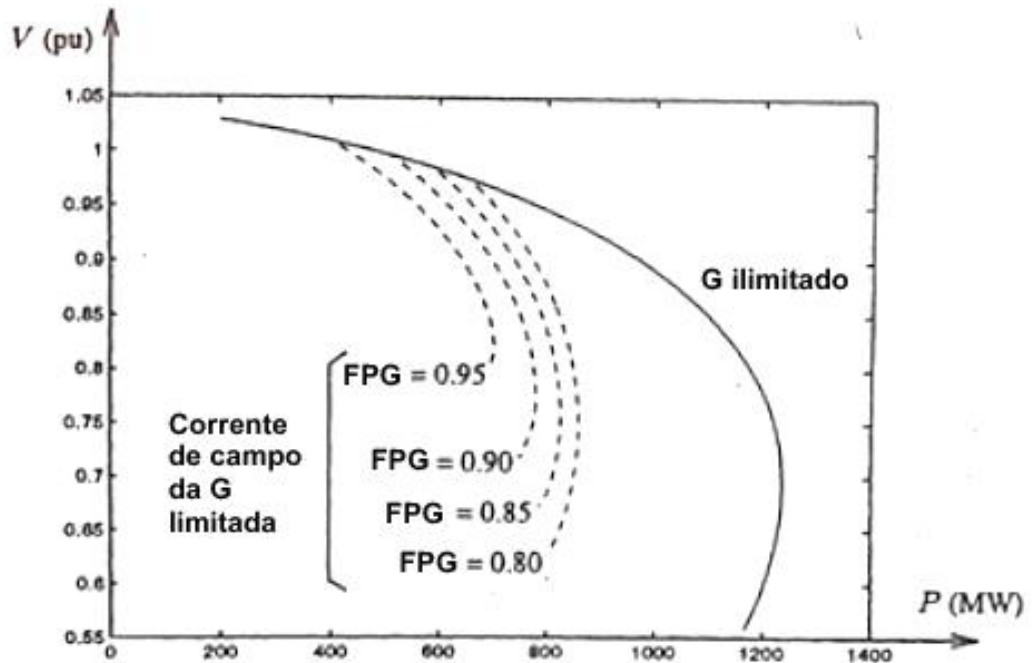
FONTE: Monticelli e Garcia (2011).

A análise da curva de capacidade de uma máquina síncrona se torna essencial para a estabilidade de tensão. Quando a máquina é conectada ao sistema elétrico de potência. Caso qualquer um dos limites seja violado, a tendência é que a máquina perca as condições de paralelismo da rede e como consequência deverá ser retirada do sistema elétrico para não prejudicar a estabilidade.

As alterações nas curvas de capacidade podem levar a alterações nas curvas PV. Segundo Cutsem e Vournas (1998), a variação na potência reativa injetada ou absorvida pelas máquinas, pode modificar as curvas PV tanto no máximo carregamento suportado pelo sistema-teste quanto no valor do colapso de tensão. A alteração também ocorre dependendo do fator de potência. Quando o fator se aproxima de 1, a curva PV tendem a aumentar o valor da tensão de colapso e reduzir o carregamento máximo, enquanto um fator de potência maior que 0,85

tende a reduzir a tensão de colapso a afastando de 1 p.u, aumentando o valor do carregamento máximo suportado pelo sistema como mostrado na FIGURA 13.

FIGURA 13 – EFEITO DA POTÊNCIA REATIVA SOBRE AS CURVAS PV.



FONTE: Monticelli e Garcia (2011).

3.10 CONFIGURAÇÕES DO ANAREDE PARA SIMULAÇÕES

As simulações de fluxo de potência contínuo realizadas no ANAREDE, tiveram alguns parâmetros padrão do software alterados para garantir a convergência dos cenários. As modificações foram realizadas nos limites de tensões das barras do sistema para valores de 0,6 a 1,2 p.u, com forma de facilitar a convergência do fluxo de potência contínuo e a gerando os resultados para a plotagem no software PlotCepel.

Em relação ao algoritmo interno do ANAREDE que é usado para a resolução do fluxo de potência, apresenta quatro critérios de paradas a serem especificados pelo usuário. O primeiro critério de parada trata do número máximo de resoluções do fluxo de potência (parâmetro ICIT), o segundo trata da constante de máximo incremento de carga (parâmetro DINCR), o terceiro trata do mínimo incremento de carga (parâmetro ICMN) e o quarto trata do número de vezes que o programa deve repetir o fluxo de potência sem encontrar convergência (parâmetro DMAX). Dentre

todos os parâmetros citados acima o único parâmetro alterado foi o ICIT, de 30 (padrão) para 100.

Além dos parâmetros citados, também foi modificado o parâmetro variação da tensão (VART) que é responsável por monitorar o nível de tensão nas barras. O valor desse parâmetro por padrão é de 5% sendo alterado para 0,001%, para que todas as barras do sistema fossem monitoradas.

Em relação aos dados de monitoração, foram configurados para monitorar todas as barras do sistema, possuindo valores de incremento de carga no valor adotado de 1% de potência ativa nas barras PQ. Por fim, as demais ferramentas utilizadas foram:

- Flat Start (FLAT): atribui valor de tensão e ângulo para a primeira interação respectivamente 0 grau e 1 p.u. para os sistemas CA;
- Redução do Passo (STEP): se refere aos valores de correção de tensão e ângulo de fase em cada barra, sendo limitados pelo valor atribuído a VSTP (Valor máximo de correção de magnitude de tensão) e ASTP (Valor máximo de correção de ângulo de fase da tensão);
- Limite de Geração Reativa (QLIM): está relacionado a capacidade de uma determinada barra em injetar ou absorver potência reativa, sendo monitorado os valores máximo e mínimos estabelecidos;
- Limite de Tensão (VLIM): Monitora a tensão presente em uma determinada barras e verifica se esse valor está dentro dos limites estabelecidos de tensão máxima e mínima, quando esse limite é atingido, a potência reativa da barra passa a ser variável;
- Tensão em Barra Remota (CREM): Realiza o controle remoto de tensão em barras específicas, onde o valor da tensão presente na barra que possui esse tipo de monitoração permanece constante, já as tensões nas demais é modificada;
- Tap do Transformador (CTAP): O controle de tensão realizado automaticamente através da modificação do Taps dos transformadores, com objetivo de manter a tensão constante na barra que esse recurso está ativo.
- Método Parametrizado (PARM): Quando habilitado, esse recurso permite calcular o fluxo de potência de modo a obter valores de

tensão e carregamento, após o ponto de máximo carregamento de uma curva PV;

3.11 CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO

Os cenários simulados nesse trabalho, foram montados seguindo as seguintes estratégias como descrito nos tópicos a seguir:

- 1) Cenário base, sem inserção de GD;
- 2) Cenário com GD convencional, onde 235,9 MW de GD com fator de potência unitário são alocados de forma proporcional a potência ativa demandada por cada barra de carga, não sendo despachados de forma centralizada. O equivalente de rede de distribuição utilizado neste cenário em todas as barras PQ do sistema-teste foi descrito na FIGURA 06;
- 3) Cenários com GD-DC, onde parte da GD é despachada centralizadamente, conforme descrito pelas estratégias “a” e “b” a seguir. Estes cenários ainda apresentam a injeção de valores predeterminados de reativos pela GD-DC, sendo utilizado o equivalente da rede descrito na FIGURA 07:
 - (a.1) 19,18MW (7,55%) do total de GD (235,9 MW) operando como GD-DC somente nas 2 barras de carga de menor tensão identificadas no cenário base.
 - (a.2) 50 MW (20%) do total de GD (235,9 MW) operando como GD-DC somente nas 2 barras de carga de menor tensão identificadas no cenário base.
 - (b.1) 50 MW (20%) do total de GD (235,9 MW) operando como GD-DC alocada em todas as barras de carga do sistema-teste.
 - (b.2) 127 MW (50%) do total de GD (235,9 MW) operando como GD-DC alocada em todas as barras de carga do sistema-teste.

A potência injetada pela GD convencional, quando ocorrer juntamente com a GD-DC, foi igual a diferença entre o valor de geração distribuída total calculada para a barra em particular e a potência injetada pela GD-DC, visto que o equivalente presente na FIGURA 07 contempla a possibilidade de uma mesma barra possuir diferentes tipos de GD. Desta forma, o montante total de GD dos cenários 2 e 3 foi o mesmo.

As potências calculadas para a composição dos cenários serão descritas nas seções 3.9, 3.10 e 3.11 assim como a forma do despacho centralizado da GD-DC juntamente com os grandes geradores.

3.12 POTÊNCIA ATIVA INJETADA PELA GD

Um montante total de 235,9 MW em GD (P_{GD}) foi pulverizado pelas barras de carga do sistema-teste de acordo com suas representatividades junto ao montante total de carga do sistema, conforme indicado na TABELA 01. Este total foi arbitrado com base em dados da ANEEL para capacidade instalada em GD na Região Sul do Brasil referente ao dia 27/05/2019, considerando somente conexões em níveis de tensão A1 e unidades com mais de 100 kW.

TABELA 01 – POTÊNCIA ATIVA INJETADA PELA GD EM CADA BARRA DE CARGA.

Barra	Denominação	Carga Ativa [MW]	Representatividade da carga ativa	P_{GD} [MW]
814	Bateias	680	13%	33,953
960	Curitiba	790	16%	39,446
965	Caxias	700	14%	34,952
1210	Gravataí	1100	22%	54,924
939	Blumenau	940	18%	46,935
934	Areia	235	5%	11,734
2458	Cascavel do Oeste	400	8%	19,972
840	Cascavel	150	3%	7,490
848	Foz do Chopin	90	2%	4,494
Total		5085		235,9

FONTE: O autor (2019).

Do total de potência ativa instalada em GD, a maior parte provem de unidades de geração fotovoltaica, sendo que somente 19,18 MW (7,55% da GD) provem de fontes hídricas e térmicas, sendo este montante considerado no presente estudo como despachável de forma centralizada no cenário 3 a.1.

3.13 POTÊNCIA REATIVA INJETADA PELA GD-DC

Para a definição da potência reativa injetada pela GD-DC foram adotadas as mesmas considerações utilizadas no trabalho de Perretto, Pereira & Garcia (2016), onde os reativos injetados por cada gerador distribuído seguem a mesma proporção da relação de potência reativa (Q) por potência ativa (P) presente nas barras de carga onde a GD é conectada. A TABELA 02 apresenta como exemplo a potência reativa injetada pela GD no cenário A com 20 % de GD-DC presente em todas as barras de carga do sistema-teste.

TABELA 02– REPRESENTATIVIDADE DE POTÊNCIA REATIVA NAS BARRAS DE CARGA COM 20% DE GD-DC EM TODAS AS BARRAS.

Barra	Denominação	Razão Q/P [%]	Q_{GD} [MVar]
814	Bateias	19	6,49
960	Curitiba	42	16,48
965	Caxias	7	2,45
1210	Gravataí	36	19,97
939	Blumenau	5	2,50
934	Areia	24	2,85
2458	Cascavel do Oeste	31	6,24
840	Cascavel	21	1,60
848	Foz do Chopin	19	0,85

FONTE: O autor (2019).

3.14 DESPACHO CENTRALIZADO NOS CENÁRIOS COM GD-DC

No conjunto de cenários 3, para se realizar o despacho dos grandes geradores, foi considerada a representatividade de capacidade instalada em potência ativa de cada grande gerador ($P_{inst.GG}$) frente a capacidade de geração total do sistema-teste, conforme exposto na TABELA 03.

TABELA 03 - REPRESENTATIVIDADE INDIVIDUAL DOS GRANDES GERADORES

Barra	Denominação	$P_{inst.GG}$ [MW]	Representatividade de cada gerador
808	SALTO CAXIAS - 4GR	1240,00	13,91%
919	SALTO OSORIO - 4GR	728,00	8,17%
810	SALTO SEGREDO - 4GR	1260,00	14,14%
925	SALTO SANTIAGO - 3GR	1420,00	15,93%
904	ITA-----3GR	1450,00	16,27%
915	MACHADINHO - 1GR	1140,00	12,79%
800	GOV. B. MUNHOZ-3GR	1674,00	18,78%
Total		8912,00	100%

FONTE: O autor (2019).

Para tais cenários, uma nova potência ativa foi calculada para cada grande gerador na presença de GD-DC seguiu a formulação exposta pela EQUAÇÃO (16).

$$P_{GG,i \text{ com } GD-DC} = P_{GG \text{ caso base}} - (P_{GD-DC \text{ total}} * R) \quad (16)$$

Onde,

$P_{GG,i \text{ com } GD-DC}(k)$ = potência ativa despachada pelo grande gerador “i” no cenário “k”;

$P_{GG,i \text{ caso base}}$ = potência ativa do grande gerador “i” no caso base (TABELA 04);

$P_{GD-DC \text{ total}}(k)$ = total de potência ativa injetada pela GD-DC no cenário “k”;

R = representatividade do grande gerador “i”, conforme TABELA 03.

TABELA 04 - POTÊNCIA INJETADA PELOS GRANDES GERADORES NO CASO BASE

Barra	Denominação	P_{GG} -[MW]
808	SALTO CAXIAS - 4GR	1000,00
919	SALTO OSORIO - 4GR	700,00
810	SALTO SEGREDO - 4GR	1000,00
925	SALTO SANTIAGO - 3GR	800,00
904	ITA-----3GR	400,00
915	MACHADINHO - 1GR	400,00
800	GOV. B. MUNHOZ-3GR	1095,22

FONTE: Alves (2007).

3.15 CRITÉRIO DE ANÁLISE DOS RESULTADOS

A análise dos resultados foi realizada inicialmente via contraste das curvas PV obtidas das simulações realizadas, sendo verificados os seguintes indicadores:

- Carregamento máximo suportado;
- Tensão de colapso (na bifurcação da curva PV);

Além disso, o balanço de potência ativa foi comparado entre os diferentes cenários simulados. Com os resultados, foi calculada a variação do máximo carregamento suportado em cada cenário com GD-DC em relação ao cenário com GD convencional, sendo aplicada para isto a EQUAÇÃO 17.

$$\Delta Pmc(k) = Pmc_{GD\ conv} - Pmc_{GD-DC}(k) \quad (17)$$

Onde,

$\Delta Pmc(k)$ = variação do máximo carregamento do cenário “k” com GD-DC em relação ao cenário com GD convencional

$Pmc_{GD\ conv}$ = máximo carregamento obtido no cenário com GD convencional;

$Pmc_{GD-DC}(k)$ = máximo carregamento obtido no cenário “k” com GD-DC.

Possuindo os valores de variação do máximo carregamento e conhecendo os valores do montante total de potência ativa injetada pela GD-DC em cada cenário, foi estimada a potência ativa aliviada dos grandes geradores em relação ao cenário com GD convencional através da EQUAÇÃO 18.

$$P_{alívio\ GG}(k) = P_{GD-DC\ total}(k) + \Delta Pmc(k) \quad (18)$$

Onde,

$P_{alívio\ GG}(k)$ = potência ativa aliviada dos grandes geradores no cenário “k” com GD-DC em relação ao cenário com GD convencional;

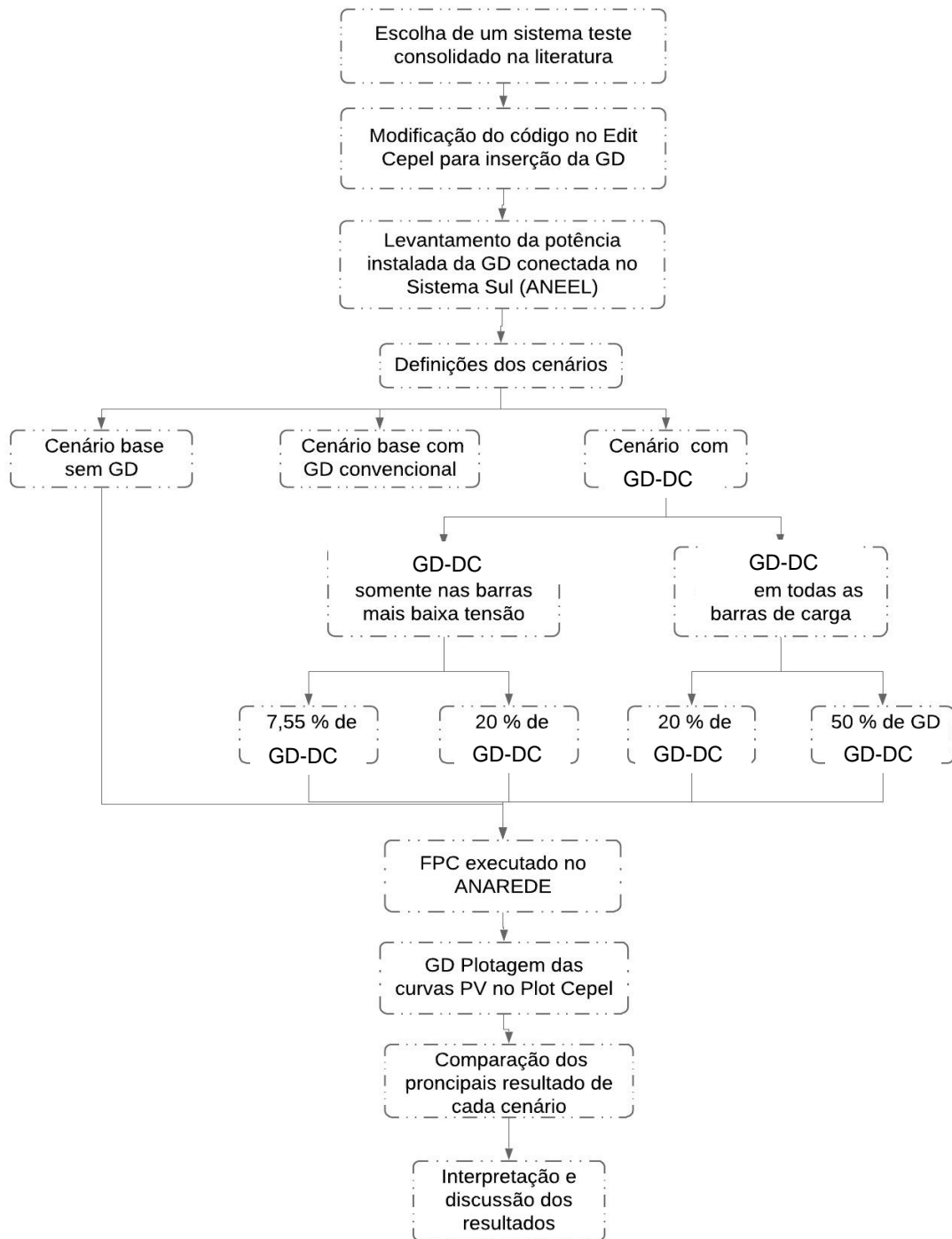
$P_{GD-DC\ total}(k)$ = total de potência ativa injetada pela GD-DC no cenário “k”;

$\Delta Pmc(k)$ = variação do máximo carregamento do cenário “k” com GD-DC em relação ao cenário com GD convencional.

3.16 FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA

A metodologia aplicada nesse trabalho encontra-se resumida no fluxograma apresentado na FIGURA 14.

FIGURA 14 -- FLUXOGRAMA DO RESUMO DA METODOLOGIA

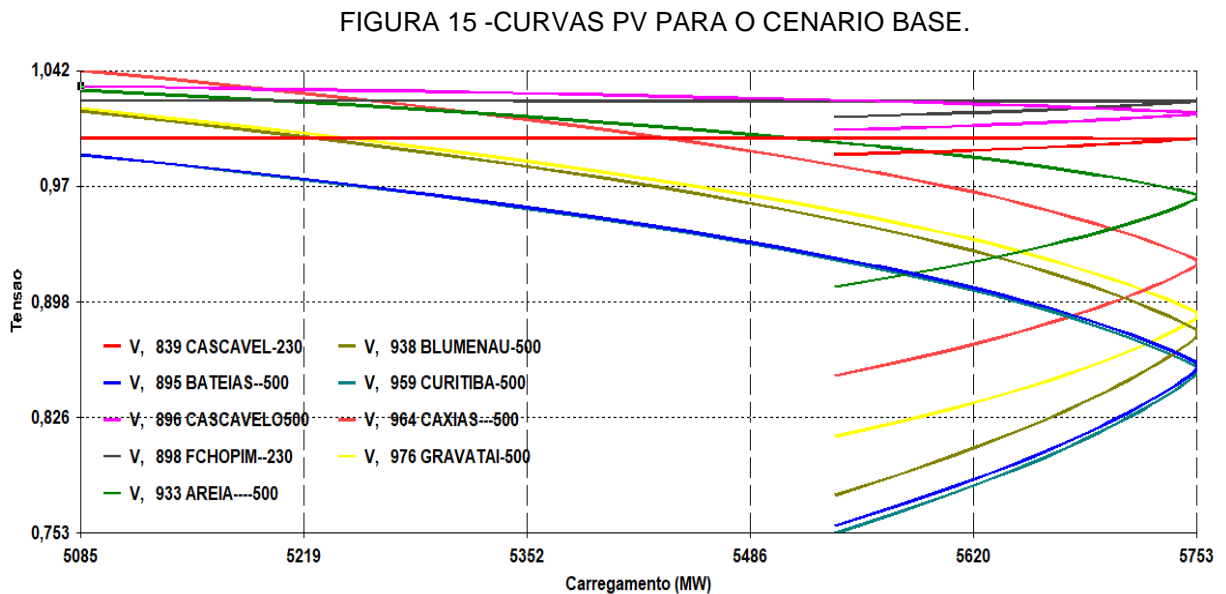


FONTE: O autor (2019).

4 RESULTADOS

4.1 RESULTADOS DO CENÁRIO BASE

As curvas PV resultantes para todas as barras PQ da rede básica para o cenário base (sem GD) são apresentadas na FIGURA 15.

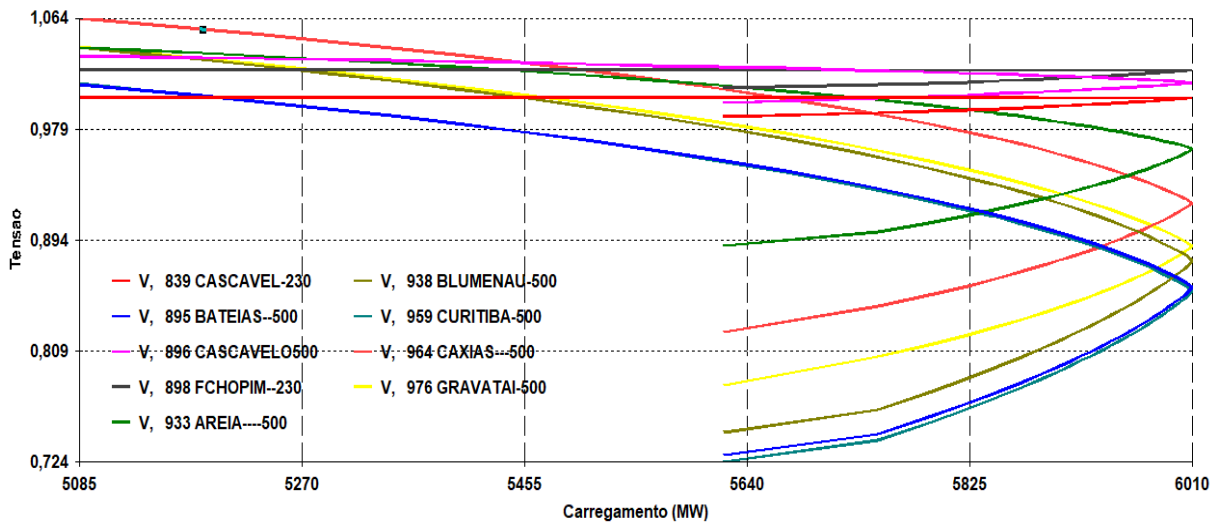


Percebe-se que as barras de Bateias e Curitiba apresentaram os menores valores de tensão quando o sistema chega ao seu carregamento máximo de 5753 MW. Pode-se observar também que estas barras já apresentaram tensão inferior a 0,95 pu para um carregamento aproximado de 5550 MW. Durante a execução do incremento de carga no fluxo de potência continuado, a potência ativa injetada por cada grande gerador conectado às barras PV não foi alterada. O balanço de potência foi sempre realizado somente pelo grande gerador da barra de referência.

4.2 RESULTADOS DO CENÁRIO COM GD CONVENCIONAL

Executando o fluxo de potência continuado para o cenário com GD convencional foram obtidas as curvas PV para as barras PQ da rede básica, conforme apresentado na FIGURA 16.

FIGURA 16 – CURVAS PV PARA O CENÁRIO COM GD CONVENCIONAL.



FONTE: O autor (2019).

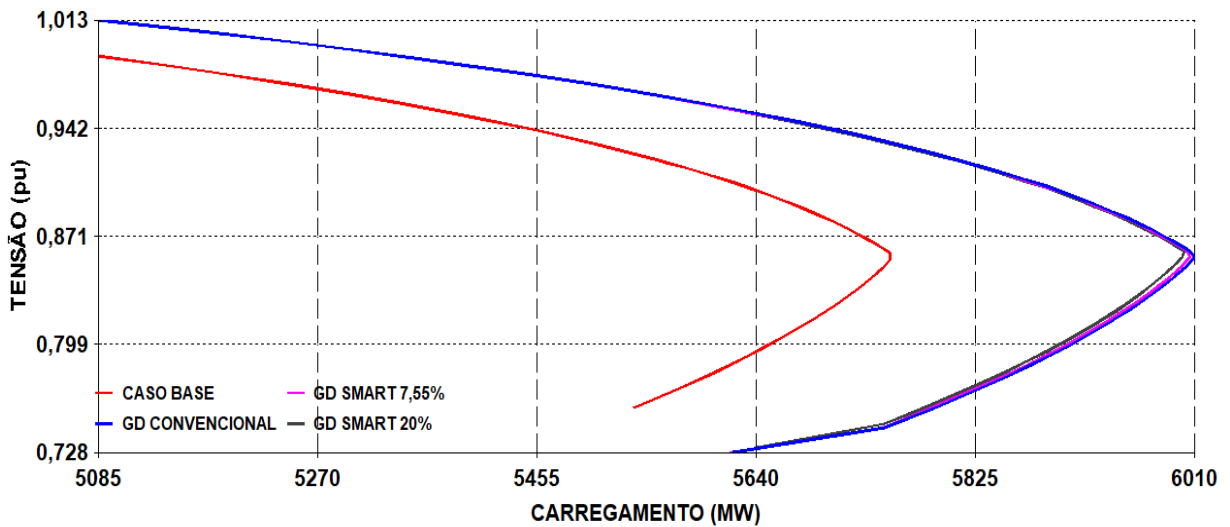
Comparando aos resultados do caso base fica evidente que a inserção da GD convencional levou a um aumento no valor do carregamento máximo suportado pelo sistema-teste (6010 MW) e também a um aumento do perfil de tensões. Já em relação aos limites inferiores de tensão, observa-se que as barras de menor tensão continuam sendo as mesmas, Bateias e Curitiba. Este cenário foi utilizado como referência de comparação com os cenários onde parte da GD é despachada centralizadamente (cenários com GD-DC).

4.3 RESULTADOS DOS CENÁRIOS COM GD-DC CONECTADA SOMENTE ÀS BARRAS DE MENOR TENSÃO.

Com os resultados obtidos da execução do cenário com GD convencional, verificou-se que as barras de menor tensão no carregamento máximo, foram as barras de Curitiba e de Bateias. Desta forma, definiu-se a inserção da GD-DC nessas duas barras.

A barra de Curitiba apresentou resultados muito similares a de Bateias e, visto que sua carga é mais elevada, optou-se por avaliar somente curvas PV da barra de Curitiba, como mostrado na FIGURA 17.

FIGURA 17 - CURVAS PV PARA CENÁRIOS COM GD-DC SOMENTE NAS BARRAS DE MENOR TENSÃO



FONTE: O autor (2019).

Quando comparados ao resultado do cenário com GD convencional, os resultados para os cenários com GD-DC não mostraram grandes alterações no perfil da curva PV, apresentando apenas um leve decremento no valor do carregamento máximo do sistema com a progressão da GD-DC. Porém, somente a análise das curvas PV não é suficiente para determinar o impacto do avanço da GD-DC para o sistema-teste do ponto de vista de estabilidade de tensão em regime permanente. A potência aliviada dos grandes geradores pela inserção da GD-DC também deve ser considerada. Os resultados da avaliação do balanço de potência ativa, conforme descrito na metodologia, são exibidos de forma concisa na TABELA 05.

TABELA 05 – RESULTADOS DOS CENÁRIOS COM GD-DC NAS BARRAS DE MENORES TENSÃO

Conjunto de cenários	Carregamento máximo [MW]	P_{GD-DC} total [MW]	Varição de carregamento [MW]	$P_{alívio GG}$ [MW]
GD Convencional	6010	0	0	0
GD-DC 7,55%	6006	19,18	-4	15,18
GD-DC 20%	6002	50	-8	42

FONTE: O autor (2019).

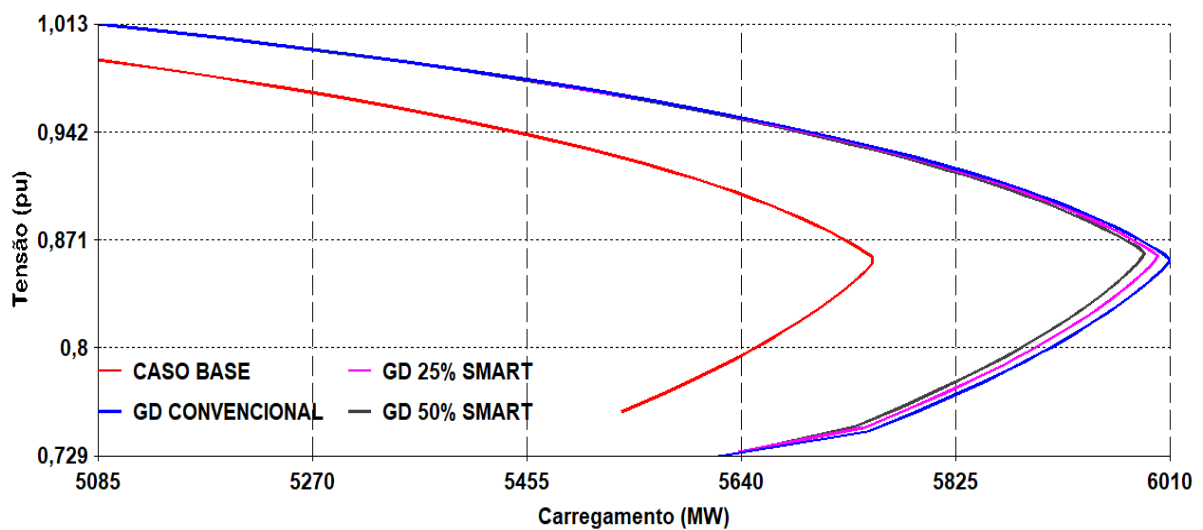
Observa-se que, aumentando a potência injetada pela GD-DC, perde-se capacidade do sistema em suportar um maior valor de carregamento máximo em comparação ao cenário com GD convencional, sendo esta redução pouco significativa.

Quanto maior a potência ativa injetada pela GD-DC, maior é o valor de potência aliviada dos grandes geradores. Isso acontece pelo fato de que, nos cenários com GD-DC, além do despacho da potência ativa da GD junto aos grandes geradores, também ocorre a redução das perdas nas linhas de transmissão e a injeção de reativos na rede por parte deste tipo de GD, que por consequência aumenta a tensão e o carregamento máximo. No entanto, esse aumento não é observado de forma tão pronunciada diretamente na análise das curvas PV.

4.4 RESULTADOS DOS CENÁRIOS COM GD-DC EM TODAS AS BARRAS DE CARGA

As curvas PV para a barra de Curitiba para os cenários com inserção da GD-DC em todas as barras de carga do sistema-teste são exibidas na FIGURA 18.

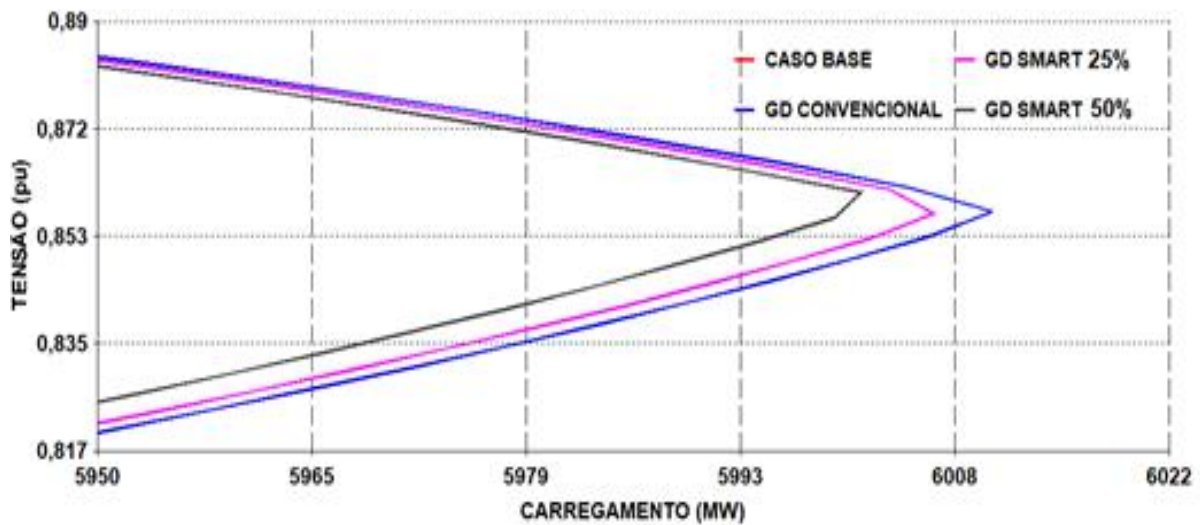
FIGURA 18 – CURVAS PV PARA CENARIOS COM GD-DC EM TODAS AS BARRAS DE CARGA



FONTE: O autor (2019).

O carregamento máximo do sistema tende a ser reduzido conforme é incrementada a parcela da GD-DC. Uma ampliação da região do ponto de carregamento máximo é realizada na FIGURA 19.

FIGURA 19 – AMPLIAÇÃO DA FIGURA 18 NA REGIÃO DE MÁXIMO CARREGAMENTO.



FONTE: O autor (2019).

Conforme o aumento da potência injetada pela GD-DC, ocorre uma redução do carregamento máximo, porém, mesmo com 50% de GD-DC, esta redução ainda é pouco significativa, podendo ser explicada pelo aumento das perdas ocorridas nos alimentadores específicos da GD-DC.

A TABELA 06 traz os resultados de potência aliviada dos grandes geradores para a referida estratégia de cenários.

TABELA 06- CURVAS PV PARA O CENARIO COMO GD-DC EM TODAS AS BARRAS DE CARGA

Conjunto de cenários	Carregamento máximo [MW]	P_{GD-DC} [MW]	Varição de carregamento [MW]	P_{livre} [MW]
GD Convencional	6010	0	0	0
GD-DC 20%	6006	63,5	-4	59,5
GD-DC 50%	6002	127	-8	119

FONTE: O autor (2019).

Novamente, o carregamento máximo diminuiu de forma pouco significativa com o avanço da potência injetada pela GD-DC. O avanço da GD-DC foi positivo na medida em que ocorreu um maior alívio de potência líquida injetada pelos grandes geradores no sistema.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente estudo realizou e avaliou os impactos do despacho centralizado de parte da GD sobre a estabilidade de tensão em regime permanente em simulações realizadas em um sistema-teste. Uma comparação entre três estratégias distintas foi realizada: cenário base sem a inserção da GD, cenário com GD convencional, cenários com GD-DC aplicada somente nas barras de mais baixa tensão e cenários com GD-DC aplicada em todas as barras de carga do sistema-teste.

Comparando os resultados do cenário base e do cenário com GD convencional pode-se concluir que houve grande benefício da inserção da geração distribuída, uma vez que foi obtido um aumento no carregamento máximo suportado pelo sistema-teste. Isto se deve que pela característica intrínseca da localização da GD junto às cargas. Nessa mesma comparação entre cenários também foi observado que as barras de mais baixa tensão de colapso foram as barras de Bateias e Curitiba, ambas presentes na área geoeletrica com maior montante de carga instalada no sistema teste.

Para os cenários com GD-DC presente somente nas barras de mais baixa tensão do cenário base foi verificado que, quando maior foi a parcela de GD considerada como GD-DC, menor foi o carregamento máximo do sistema. Tal resultado pode ser explicado pelo aumento das perdas ocorridas nos alimentadores específicos da GD-DC.

Entretanto, a redução do carregamento máximo não se mostrou muito significativa quando comparada a potência aliviada dos grandes geradores. Resultados mais pronunciados foram obtidos para os cenários onde uma maior parcela de GD-DC foi alocada em todas as barras de carga do sistema-teste. Desta forma, pode-se concluir que o avanço da GD-DC foi, de modo geral, positivo devido ao alívio de potência ativa injetada pelos grandes geradores, apesar da redução observada no carregamento máximo.

5.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para um entendimento mais abrangente do assunto abordado nesse trabalho, são sugeridos os seguintes estudos futuros:

- Realizar cenários de simulação em regime transiente.
- Verificar a entrada da GD-DC somente em uma área do sistema-teste.
- Variar a potência ativa do despacho nos grandes geradores.
- Aumentar a potência ativa injetada pela GD-DC em cenários acima de 50 % da potência de GD convencional.
- Simular cenários com contingências.

REFERÊNCIAS

- ABOBOREIRA, F. L.; CRUZ, A. F. S. **Importância da smart grid na rede elétrica de distribuição do Brasil**. Unifacs, Sin Loco, v. 1, n. 1, p.1-21, 11 maio 2016. 1. Disponível em: <<https://revistas.unifacs.br/index.php/sepa/article/view/4375/3023>>. Acesso em: 25 de junho de 2019.
- ABREU, L. V. L. D. **Análise do desempenho dinâmico de geradores síncronos conectados em redes de distribuição de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado) — UNICAMP, Campinas, Brasil., 2005.
- ALMEIDA, G. L. S.; JOTA, P. R. S. **Estudo da elevação de tensão em redes de distribuição de energia elétrica com alta concentração de geradores**. Minas Gerais: Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018. 10 p. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/505/505>>. Acesso em: 25 de junho. 2019.
- BARBOSA, F. W. P.; AZEVEDO A. C. **Geração distribuída: vantagens e desvantagens**. II Simpósio de estudo e pesquisa em ciências ambientais, p1-11, 2013.
- BARBOSA, T. D. M. **Smart grid: as redes elétricas do futuro**. Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade São Francisco, Itatiba, p.0–80, (2010).
- CABELLO, A. F. **Redes elétricas inteligentes no brasil: a necessidade de uma avaliação adequada de custos e benefícios**. Radar nº4, Brasil, p. 49 Maio. 2012. Disponível em: Acesso em: 19 de abril de 2019.
- CAMARGOS R. S. C.; SHAYANI R. A.; OLIVEIRA M. A. G. **Análise comparativa de elevação de tensão causada pela inserção de geração distribuída fotovoltaica concentrada e pulverizada**. Universidade de Brasília, p.1-9, 2016.
- CATALÃO J. P. S.; MATOS D. M. B. **Geração distribuída e os seus impactos no funcionamento da rede elétrica: parte 1**. International Conference on Engineering, P.1-9, 2013.
- CORRÊA, A. L. B.; BERNARDES, W. D.; OLIVEIRA, J. P. A.; BEZERRA, U. H; VIEIRA, I.O MEMBER IEEE. **Redespacho da geração para melhoria da segurança dinâmica de sistemas elétricos de potência usando inteligência computacional**. IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos,2012. Disponível em: <http://www.swge.inf.br/anais/sbse2012/PDFS/ARTIGOS/97045.PDF>>. Acesso em: 20 de fevereiro de 2018.
- EICHKOFF, H. S.; MARQUES, R. C.; MELLO, A. P. C. **Análise da geração distribuída para o controle de tensão e potência reativa em sistemas modernos de distribuição**. In: 7º congresso brasileiro de energia solar, 7, 2018. Gramado: Unipampa, 2018. p. 1 - 9.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Nota técnica DEA 12/16:** eficiência energética e geração distribuída. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2016. 92 p. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-245/topico-264/DEA%2012-16%20-%20Ef%20energetica%202015-2024%5B1%5D.pdf#search=gera%C3%A7%C3%A3o%20distribu%C3%ADda>>. Acesso em: 26 de março de 2019.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Balanco energético nacional.** Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia, 2018. 294 p. Disponível em:<http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosbertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf>. Acesso em: 12 de março de 2019.

FERRAZ, J. C. R.; MARTINS, N.; PINTO, H. J. C. P.; FALCÃO, D. M. **Fluxo de potência continuado e análise modal e melhoria da estabilidade de tensão do sistema sul-sudeste.** 7º Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica, 2000.

FRACARI, F.; SANTOS, I.; SANCHEZ, G. **Smart grid:** uma nova forma de controle de energia elétrica. Revista de empreendedorismo, inovação e tecnologia, vol. 2, p. 15–22, 2015.

GOLDEMBERG, J. **O estado atual do setor elétrico brasileiro.** Revista USP, vol. 104, p.37–44, 2015.

GÓMEZ-EXPÓSITO, A.; CONEJO, A. J.; CAÑIZARES, C. **Sistemas de energia elétrica:** análise e operação. Rio de Janeiro: LTC, 553 p, 2015.

LOPES, J. A.P.; HATZIARGYRIOU, N; MUTALE J.; DAPIĆ, P.; JENKINS N. Integrating distributed generation into electric power systems: a review of drivers, challenges and opportunities. **Electric power systems research, v. 77, n. 9, p.1189-1203, julho de 2007.**

LOPES, Y.; FERNANDES, N. C.; MUCHALUAT-SAADE, D. C. **Geração Distribuída de Energia:** Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação. Livro de Minicursos do SBRC 2015. 1ed. Em: 2015.p. 1.

MARQUES, F. A. S., MORAN, J. A., ABREU, L., SILVA, L. C. P., FREITAS, W. **Impactos da expansão da geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica.** In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 5., 2004, Campinas.

MARQUES, D.; SOUZA, L.; GUEDES, L.; SILVA, M. I. **Metodologia para análise da dependabilidade de smart grids.** XII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI), p.1–6, 2015.

MARTINS, L. F. B. **Método do look ahead modificado para estudos de colapso de tensão**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - UNESP, Bauru, 2011.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**, 1 ed. São Paulo, Editora Edgard Blücher Ltda. 1983.

MONTICELLI, A.; GARCIA, A. **Introdução a sistemas de energia elétrica**. Campinas, SP. Editora da Unicamp, 2^aed. 2011.

OPERADOR NACIONAL DOS SISTEMAS ELÉTRICOS (ONS). **Mapas do sistema interligado nacional**: mapa brasil, mapas regionais. Rio de Janeiro, 2018.

PACHECO, E.; MUNIZ, B. **Smart grid**: eficiência energética e a geração distribuída a partir das redes. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.

PERRETO, H.; PEREIRA, J. S.; GARCIA, P. H. V. **Análise estática de tensão com cenários de geração distribuída através do software ANAREDE**. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Federal Tecnológica do Paraná, Curitiba, 2016.

RIVERA, R.; ESPOSITO, A. S.; TEIXEIRA, I. **Redes elétricas inteligentes (smart grid)**: oportunidade para adensamento produtivo e tecnológico local. Revista do BNDES, p.43–84, 2013.

ROMANI, M. **Impactos da geração distribuída na estabilidade a grandes perturbações de sistemas de geração e transmissão de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2014.

SANTOS, L. B. **Smart grid**, Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade São Francisco, Itatiba, p.0–53, 2013.

SILVA, V. R. N. **Parametrização do framework IPsec para a segurança na interoperabilidade em smart grid**. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

VAN CUTSEM, T.; VOURNAS, C. **Voltage stability of power systems**. Inglaterra: Kluwer Academics Publishers, 1998.

VILELA, A. O. R. **Margem de estabilidade de tensão no planejamento dos sistemas elétricos**: análise do impacto do despacho da geração. Dissertação (Mestrado). Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2014.

VITOR M. P.; MARCUS V. B.; CAMPOS T. L. S.; **Smart grid**: uma possibilidade para a distribuição elétrica brasileira. Revista INNOVER, vol.1, p.13, 2014.

ANEXO A – PARÂMETROS ESTÁTICOS DO SISTEMA TESTE

1.1 Dados das Barras

TABELA A1: Dados das Barras

Nº	Nome	Tipo	Tensão	Faixa		Área
				Max	Min	
800	Gov. Bento Munhoz	V θ	13,8	1,050	0,950	1
808	Salto Caxias	PV	13,8	1,050	0,950	2
810	Salto Segredo	PV	13,8	1,050	0,950	2
814	Bateias	PQ	230	1,050	0,950	1
824	Gov. Bento.Munhoz	PQ	500	1,090	0,950	1
839	Cascavel	PQ	230	1,050	0,950	2
840	Cascavel	PQ	138	1,050	0,950	2
848	Foz do Chopin	PQ	138	1,050	0,950	2
856	Segredo	PQ	500	1,090	0,950	2
895	Bateias	PQ	500	1,090	0,950	1
896	Cascavel do Oeste	PQ	500	1,090	0,950	2
897	Salto Caxias	PQ	500	1,090	0,950	2
898	Foz do Chopin	PQ	230	1,050	0,950	2
904	Itá	PV	13,8	1,050	0,950	1
915	Machadinho	PV	13,8	1,050	0,950	1
919	Salto Osório	PV	13,8	1,050	0,950	2
925	Salto Santiago	PV	13,8	1,050	0,950	2
933	Areia	PQ	500	1,090	0,950	1
934	Areia	PQ	230	1,050	0,950	2
938	Blumenau	PQ	500	1,090	0,950	1
939	Blumenau	PQ	230	1,050	0,950	1
955	Campos Novos	PQ	500	1,090	0,950	1
959	Curitiba	PQ	500	1,090	0,950	1
960	Curitiba	PQ	230	1,050	0,950	1
964	Caxias	PQ	500	1,090	0,950	1
965	Caxias	PQ	230	1,050	0,950	1
976	Gravataí	PQ	500	1,090	0,950	1
995	Itá	PQ	500	1,090	0,950	1
1030	Machadinho	PQ	500	1,090	0,950	1
1047	Salto Osório	PQ	230	1,050	0,950	2
1060	Salto Santiago	PQ	500	1,090	0,950	2
1210	Gravataí-230	PQ	230	1,050	0,950	2
2458	Cascavel-230	PQ	230	1,050	0,950	2

Coluna	Descrição
Nº	Número de identificação da barra.
Nome	Nome de identificação da barra.
Tipo	Corresponde ao tipo de barra a ser representado nos dados de fluxo de potência, onde: Tipo V θ = Barra de referência ou swing Tipo PV = Barra de tensão regulada ou de geração Tipo PQ = Barra de carga
Tensão	Corresponde a tensão nominal de operação da barra, em kV.
Faixa	Faixa de tensão correspondente aos níveis máximos e mínimos de tensão que a barra pode operar em regime permanente, em pu.
Área	Número de identificação da área elétrica ou subsistema ao qual a barra pertence.

1.2 Dados de Linha

TABELA A2: Dados de Linha

Seqüência Positiva e Negativa									
De	Para	Nome	V	Circ	R ₊	X ₊	B	CN	CE
824	933	G.B.Munhoz-Areia	500	1	0,0100	0,1240	15,204	2182	2182
824	933	G.B.Munhoz-Areia	500	2	0,0100	0,1260	15,428	2182	2182
839	898	Cascavel-F.Chopin	230	1	1,1300	6,9900	12,617	189	318
839	1047	Cascavel-S.Osório	230	1	1,2200	7,6900	13,810	189	323
839	2458	Cascavel-Cascavel Oeste	230	1	0,2200	1,0900	1,8601	319	413
839	2458	Cascavel-Cascavel Oeste	230	2	0,1700	1,0300	2,0537	356	356
856	933	Segredo-Areia	500	1	0,0520	0,6540	80,493	2273	2273
856	1060	Segredo-S.Santiago	500	1	0,0560	0,6970	85,746	2182	2182
896	897	Cascavel Oeste-S.Caxias	500	1	0,0500	0,7300	78,060	1637	1637
898	1047	F.Chopin-S.Osório	230	1	0,1500	0,8900	1,6317	324	324
933	895	Areia-Bateias	500	1	0,2000	2,5500	312,72	2110	2110
933	955	Areia-Campos Novos	500	1	0,1620	2,0480	250,17	2110	2110
933	959	Areia-Curitiba	500	1	0,2000	2,6900	336,40	2182	2182
934	1047	Areia-Salto Osório	230	1	3,0450	15,738	27,123	319	319
934	1047	Areia-Salto Osório	230	2	3,0410	15,718	27,089	319	319
938	955	Blumenau-C.Novos	500	1	0,2556	2,9224	360,40	2037	2037
938	959	Blumenau-Curitiba	500	1	0,1270	1,6030	195,89	1266	1266
955	964	Campos Novos-Caxias	500	1	0,1877	2,3467	287,24	1688	1688
959	895	Curitiba-Bateias	500	1	0,0500	0,4400	47,580	2110	2110
964	976	Caxias-Gravataí	500	1	0,0733	0,9164	112,17	1688	1688
976	995	Gravataí-Itá	500	1	0,2820	3,8520	493,70	1688	1688
995	964	Itá-Caxias	500	1	0,1643	3,0339	354,88	2182	2182
995	1030	Itá-Machadinho	500	1	0,0730	0,9200	112,26	2182	2182
995	1060	Itá-Salto Santiago	500	1	0,1720	2,1700	265,16	2110	2110
1030	955	Machadinho-C.Novos	500	1	0,0470	0,5900	71,818	2182	2182
1060	897	S.Santiago-S.Caxias	500	1	0,0760	1,1710	124,58	2370	2681

1.2.1 Impedância Mútua entre Linhas

TABELA A 2.1: Impedância Mútua entre Linhas

Impedância Mútua entre Linhas									
Linha 1				Linha 2				R _M	X _M
De	Para	Nº	Tensão	De	Para	Nº	Tensão		
934	1047	1	230	934	1047	2	230	11,82	20,94
824	933	1	500	824	933	2	500	0,04	0,08
839	2458	1	230	839	2458	2	230	3,43	5,81

Coluna	Descrição
De	Número de identificação da barra de origem.
Para	Número de identificação da barra de destino.
Nome	Nome de identificação do circuito.
V	Tensão nominal de operação do circuito, em kV.
Circ	Número de identificação do circuito.
R ₊	Resistência equivalente de seqüência positiva do circuito, em %.
X ₊	Reatância equivalente de seqüência positiva do circuito, em %.

Coluna	Descrição
B	Susceptância shunt total do circuito, em Mvar.
CN	Capacidade de carregamento do circuito em condições normais de operação, em MVA.
CE	Capacidade de carregamento do circuito em condições de emergência, em MVA.
R ₀	Resistência equivalente de seqüência zero do circuito, em %.
X ₀	Reatância equivalente de seqüência zero do circuito, em %.

1.3 Dados de Carga

TABELA A3: Dados de Carga

Barra	Nome	Tensão	Carga	
			MW	Mvar
814	Bateias	230	680	130
960	Curitiba	230	790	330
939	Blumenau	230	940	50
965	Caxias	230	700	49
1210	Gravataí	230	1100	400
934	Areia	230	235	57
2458	Cascavel do Oeste	230	400	125
840	Cascavel	138	150	32
848	Foz do Chopin	138	90	17
Total			5 085	1 190

Coluna	Descrição
Barra	Número de identificação da barra que o equipamento está conectado.
Nome	Nome de identificação da barra que o equipamento está conectado.
Tensão	Tensão nominal do equipamento, em kV