

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
CÂMPUS CURITIBA
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**GILBERTO LEXINOSKI
MIGUEL SZABELSKI JUNIOR**

**IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO PERFIL DAS
TENSÕES DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**CURITIBA
2020**

**GILBERTO LEXINOSKI
MIGUEL SZABELSKI JUNIOR**

**IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO PERFIL DAS
TENSÕES DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado à disciplina de TCC 2, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Raphael Augusto de Souza Benedito

**CURITIBA
2020**

Gilberto Lexinoski
Miguel Szabelski Junior

IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NO PERFIL DAS TENSÕES DE UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Este Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação foi julgado e aprovado como requisito parcial para a obtenção do Título de Engenheiro Eletricista, do curso de Engenharia Elétrica do Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Curitiba, 04 de dezembro de 2020.

Prof. Antonio Carlos Pinho, Dr.
Coordenador de Curso
Engenharia Elétrica

Profa. Annemahlen Gehrke Castagna, Mestre
Responsável pelos Trabalhos de Conclusão de Curso
de Engenharia Elétrica do DAELT

ORIENTAÇÃO

Raphael Augusto de Souza Benedito, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Orientador

BANCA EXAMINADORA

Raphael Augusto de Souza Benedito, Dr.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Erico Gurski, Eng.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Gabriela Rosalee Weigert, Eng^a.
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

RESUMO

A necessidade por energia elétrica tem sido crescente nos últimos anos e a dependência por este insumo tem crescido consideravelmente. Para fazer frente a esta demanda crescente tem-se investido em pequenos centros de geração local, os quais são denominados Geração Distribuída (GD). Uma das premissas para o uso da GD seria a economia com custo de transmissão uma vez que os geradores estão conectados dentro ou próximos ao sistema de distribuição. Com a demanda crescente de investimento em novas GDs, faz-se necessário analisar os efeitos causados, do ponto de vista de valores das tensões, na rede de distribuição, pelos sistemas de geração distribuída fotovoltaica. Este trabalho estudou os impactos da geração fotovoltaica em uma rede de distribuição consolidada na literatura, o modelo de 33 barras de Baran e Wu. Utilizou-se para análise dos resultados os critérios estabelecidos pelo módulo 8 do PRODIST, que estabelece limites para as tensões como sendo adequada, precária e crítica. Durante as simulações foram considerados geradores fotovoltaicos, os quais foram distribuídos em barras de ramificação e de extremidades de acordo com as cargas do modelo selecionado. Para o perfil de consumo e geração, foram considerados abordagens com variação temporal do perfil da carga, utilizando característica de carga residencial e geração fotovoltaica em três cenários, sendo dia ensolarado, parcialmente nublado e nublado. Para as simulações o programa utilizado foi o OpenDss, sendo as simulações executadas no modo daily com intervalos de 1 hora, sendo aplicado para cada cenário de inserção da geração fotovoltaica durante um período de 24 horas. Ao final foi possível analisar os efeitos que a inserção ocasionou no modelo de distribuição utilizado.

Palavras-chave: Sistemas de Distribuição, OpenDss, Geração Distribuída.

ABSTRACT

The need for electricity has been growing in recent years and the dependence on this input has grown considerably. In order to face this growing demand, small local generation centers have been invested, which are called Distributed Generation (DG). One of the premises for the use of Distributed Generation (DG) would be the savings in transmission costs since the generators are connected inside or close to the distribution system. With the growing demand for investment in new DGs, it is necessary to analyze the effects caused, from the point of view of voltage values, in the distribution network, by the photovoltaic distributed generation systems. This work studied the impacts of photovoltaic generation in a distribution network consolidated in the literature, the Baran and Wu 33-bar model. The criteria established by PRODIST module 8 were used to analyze the results, which establishes limits for voltage as being adequate, precarious and critical. During the simulations, photovoltaic generators were considered, which were distributed in branch and end bars according to the loads of the selected model. For the consumption and generation profile, approaches with temporal variation of the load profile were considered, using residential load characteristics and photovoltaic generation in three scenarios, being sunny, partially cloudy and cloudy. For the simulations the program used was OpenDss, and the simulations were performed in daily mode with 1 hour intervals, being applied for each scenario of insertion of photovoltaic generation during a period of 24 hours. At the end it was possible to analyze the effects that the insertion caused on the distribution model used.

Keyword: Distribution Systems, OpenDss, Distributed Generation

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Geração de Energia Elétrica Total por tipo de recursos dos últimos anos no Brasil.....	17
Figura 2: Potencial de Geração Elétrica por fontes hidráulicas dos últimos anos no Brasil	18
Figura 3: Geração Elétrica por tipo de recurso em unidades microgeradoras, segundo o BEN	19
Figura 4: Composição da Matriz Elétrica Brasileira.....	24
Figura 5: Ilustração de Sistema Fotovoltaico conectado à rede.....	27
Figura 6: Potencial de Geração Solar Fotovoltaica	28
Figura 7: Ilustração de sistema EOL conectado a rede.....	29
Figura 8: Evolução da capacidade instalada – Energia Eólica.....	30
Figura 9: Utilização do Bagaço de cana de açúcar em eletricidade	32
Figura 10: Curva de operatividade com MPPT de sistemas FV	37
Figura 11: Curva de operatividade com MPPT de sistemas EOL	37
Figura 12: Convenção de sinais das variáveis elétricas em uma Barra	41
Figura 13: Limites operativos de um sistema elétrico.....	43
Figura 14: Processamento dos Dados	49
Figura 15: Sistemas de barras de Baran e Wu (1989).....	50
Figura 16: Curva <i>Loadshape</i> característica Consumo residencial	54
Figura 17: Curva de Geração em p.u. dia ensolarado para o Cenário 1	55
Figura 18: Curva de Geração em p.u. dia parcialmente nublado ao Cenário 2.....	56
Figura 19: Curva de Geração em p.u. dia Nublado para o Cenário 3	56
Figura 20: Curva de Geração em p.u. dia ensolarado discretizado em horas para o Cenário 1.....	57
Figura 21: Curva de Geração em p.u. dia parcialmente nublado discretizado em horas para o Cenário 2.....	58
Figura 22: Curva de Geração em p.u. dia Nublado discretizado em horas para o Cenário 3.....	58
Figura 23: Barras a serem monitoradas no Sistema de Baran e Wu	61

Figura 24: Tensões nas 3 fases equilibradas da barra 3.....	64
Figura 25: Tensões nas barras de Ramificação sem inserção de GDs.....	65
Figura 26: Tensões nas barras de Extremidade sem inserção de GDs	66
Figura 27: Tensões nas barras de Ramificação após inserção de GDs (Cenário 1).	67
Figura 28: Tensões nas barras de Extremidade após inserção de GDs (Cenário 1)	68
Figura 29: Tensões nas barras de Ramificação após inserção de GDs (Cenário 2).	69
Figura 30: Tensões nas barras de Extremidade após inserção de GDs (Cenário 2)	70
Figura 31: Tensões nas barras de Ramificação após inserção de GDs (Cenário 3).	71
Figura 32: Tensões nas barras de Extremidade após inserção de GDs (Cenário 3)	71
Figura 33: Curva <i>Loadshape</i> de consumo com carregamento reduzido	72
Figura 34: Tensões nas barras de Ramificação, GD em todas as barras (Cenário 4)	73
Figura 35: Tensões nas barras de Extremidade, GD em todas as barras (Cenário 4)	74
Figura 36: Tensões monitoradas na Barra 2 para as diferentes simulações.....	76
Figura 37: Tensões monitoradas na Barra 3 para as diferentes simulações.....	77
Figura 38: Tensões monitoradas na Barra 6 para as diferentes simulações.....	78
Figura 39: Tensões monitoradas na Barra 18 para as diferentes simulações.....	79
Figura 40: Tensões monitoradas na Barra 22 para as diferentes simulações.....	81
Figura 41: Tensões monitoradas na Barra 25 para as diferentes simulações.....	82
Figura 42: Tensões monitoradas na Barra 33 para as diferentes simulações.....	83
Figura 43: Tensões monitoradas na Barra 2 - GD todas as barras	85
Figura 44: Tensões monitoradas na Barra 3 - GD todas as barras	85
Figura 45: Tensões monitoradas na Barra 6 - GD todas as barras	86
Figura 46: Tensões monitoradas na Barra 18 - GD todas as barras	87
Figura 47: Tensões monitoradas na Barra 33 - GD todas as barras	87
Figura 48: Tensões monitoradas na Barra 22 - GD todas as barras	88
Figura 49: Tensões monitoradas na Barra 25 - GD todas as barras	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Vantagens e desvantagens da inserção da Geração Distribuída.....	39
Tabela 2: Limites em pontos de tensão nominal superior a 1kV e inferior a 69kV....	43
Tabela 3: Comparação OpenDSS x Durce com seus dados gerais e sem GD.....	51
Tabela 4: Valores das cargas bases do sistema de 33 barras de Baran e Wu.....	59
Tabela 5: Valores Unidades GDs acopladas as barras de Ramificação.....	62
Tabela 6: Valores Unidades GDs acopladas as barras de Extremidade.....	62

LISTA DE SIGLAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
AFC	<i>Alcaline Fuel Cell</i>
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta tensão
BEI	Brasil Energia Inteligentes
BEN	Balanço Energético Nacional
BIG	Banco de Informações de Geração
BIOM	Biomassa
BT	Baixa tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
DOE	Departamento de Energia dos Estados Unidos
DRC	Duração Relativa transgressão de tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da transgressão de tensão Precária
EIA	Administração de Informações sobre Energia dos EUA
EOL	Energia Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Energia Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
GDs	Gerações Distribuídas
h	Hora
Icc	Corrente Contínua
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
kVA	Quilovolt ampere
kVAp	Quilovolt ampere pico
kVAr	Quilovolt ampere reativo
kVArp	Quilovolt ampere reativo pico
kW	Quilowatts
kWp	Quilowatts pico
MCFC	<i>Molten Carbonate Fuel Cell</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrica
P	Potência Ativa
PAFC	<i>Phosphoric Acid Fuel Cell</i>
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
Pb	Chumbo
PBO2	Dióxido de Chumbo
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIS	Programa de Integração Social
PQ	Barras cujas potência ativa e reativa são conhecidas
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
PURPA	<i>Public Utilities Regulatory Policy Act</i>
PV	Barras cujas potência ativa e amplitude de tensão conhecidas
Q	Potência Reativa
REN	Resolução Normativa
RMS	<i>Root Mean Square</i>
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SEPs	Sistemas Elétricos de Potência

SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFVI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMG	Sistema de Gerenciamento e Monitoramento
SOFC	<i>Solid Oxide Fuel Cell</i>
UHEs	Usinas hidrelétricas
Vcc	Tensão Contínua
w	Velocidade angular da hélice

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 Tema.....	14
1.1.1 Delimitação do Tema	16
1.2 Problemas e premissas	17
1.3 Objetivos	20
1.3.1 Objetivo Geral	20
1.3.2 Objetivos Específicos	20
1.4 Justificativa.....	21
1.5 Procedimentos Metodológicos	21
1.6 Estrutura do Trabalho.....	22
2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONECTADA AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	23
2.1 Geração Distribuída por Fontes Renováveis e Não Renováveis.....	24
2.1.1 Geração Distribuída por Fontes Renováveis.....	25
2.1.1.1 Energia Hidráulica	25
2.1.1.2 Energia Fotovoltaica.....	26
2.1.1.3 Energia Eólica	29
2.1.1.4 Biomassa.....	31
2.1.2 Geração Distribuída por Fontes Não Renováveis	33
2.2 Geração Distribuída Despachável e não Despachável	34
2.2.1 Geração Distribuída Despachável.....	34
2.2.2 Geração Distribuída Não Despachável	35
2.3 Vantagens e desvantagens da Geração Distribuída	38
2.4 Análise de Fluxo de Potência.....	40
2.5 Limites considerados no estudo	42
2.5.1 Indicadores individuais de Qualidade	44
2.6 Aspectos normativos contemplados como hipótese para as análises.....	46
3 PROCEDIMENTOS DE ANÁLISE PROPOSTO	48
3.1 Fluxograma do Procedimento	48

3.2 Modelagem do Sistema no OpenDSS.....	50
3.3 Dados de entrada no OpenDSS.....	53
3.3.1 Perfis de carregamento e geração para análise do sistema.....	53
3.3.2 Dados quantitativos para análise do sistema	59
4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS	63
4.1 Simulações por meio do OpenDSS.....	63
4.1.1 Simulações sem inclusão de GDs (Cenário 0).....	65
4.1.2 Simulações com inclusão de GDs FVs para dia Ensolarado (Cenário 1).....	67
4.1.3 Simulações com inclusão de GDs FVs dia Parcialmente Nublado (Cenário 2).....	69
4.1.4 Simulações com inclusão de GDs FVs para dia Nublado (Cenário 3)	70
4.1.5 Simulações com inclusão de GD fotovoltaicas em todas as barras.	72
4.2 Comparações dos Resultados	74
4.2.1 Comparação dos Resultados nas barras de Ramificação.....	75
4.2.2 Comparação dos Resultados nas barras de Extremidade	79
4.2.3 Comparação dos Resultados nas barras de Ramificação com GD em todas as Barras.....	84
4.2.4 Comparação dos Resultados nas barras de Extremidade com GD em todas as Barras.....	86
5 CONCLUSÕES	90
REFERÊNCIAS.....	92
Apêndices.....	95
APÊNDICE A – Código OpenDSS Sistemas IEEE 33 Barras com GD Fotovoltaica.....	96
APÊNDICE B – Código MATLAB Gráficos Tensões nas Barras.....	99
APÊNDICE C – Código MATLAB Gráficos Barras Ramificação Extremidade	101
APÊNDICE D – Código MATLAB Gráficos todos os cenários por barra	104

1 INTRODUÇÃO

Com a adoção da eletricidade como principal fonte de energia pela indústria e população urbana nos países desenvolvidos, se constituiu um modelo centralizado de geração com grandes usinas localizadas a longas distâncias dos centros consumidores, o que caracteriza o principal obstáculo construtivo dos sistemas elétricos de potência na maior parte do mundo.

Tal modelo centralizado se deve à economia proporcionada ao construir centros geradores próximos a suas fontes primárias de energias, por exemplo: Usinas Hidrelétricas (UHEs) são construídas no curso de grandes corpos d'água; termoelétricas são construídas próximas de minas de carvão; e assim por diante. A economia no transporte de combustíveis, ou a impossibilidade de realocar a fonte primária de energia, como no caso das UHEs, justifica os custos com transmissão (DOE, 2007).

De forma paralela aos grandes empreendimentos, pequenos centros de geração são construídos em anexo aos consumidores de grande porte (como indústrias) ou instalações de missão crítica (hospitais - e, nas últimas décadas, *datacenters*) para garantir continuidade de serviço no advento de falha do fornecimento e/ou gerar energia própria em horários de ponta para fins de economia.

Embora esses pequenos centros de geração local, tenham sido construídos desde o advento da eletricidade no século XIX, o uso destas pequenas fontes locais como agentes de geração e regulação, denominados Gerações Distribuídas (GDs), conectados ao Sistema Elétrico de Potência (SEP) principal, só começou a se tornar expressivo na segunda metade do século XX. Nos Estados Unidos da América, a normalização da seção 210 do *Public Utilities Regulatory Policy Act* (PURPA) de 1978, é considerada um marco histórico para a GD, pois, formalizou uma nova classe de geradores e deu incentivos financeiros para a expansão da geração distribuída (DOE, 2007).

Uma das premissas para o uso da geração distribuída seria a economia com custos de transmissão uma vez que os geradores estão conectados dentro ou

próximos ao sistema de distribuição. As reduções nos custos da construção de pequenos centros geradores, bem como a facilidade de integração de novas fontes de energias renováveis dentro dos ambientes consumidores, em especial a energia fotovoltaica (FV) que pode ser facilmente incorporada tanto ao meio urbano quanto ao industrial, tornam a Geração Distribuída particularmente atraente no cenário energético atual. No caso do Brasil, tem-se ainda, somado aos fatos anteriormente citados, o agravante devido ao embargo a novos empreendimentos hidrelétricos de grande porte, fatos que impactam na matriz energética do país, pois sua principal fonte de energia é de origem hidroelétrica, sendo que esta ainda é a fonte mais barata e confiável de energia (BEN, 2018).

Simultaneamente às questões de expansão dos SEPs, tem-se a questão ambiental cada vez mais preponderante em muitos países industrializados que ainda possuem a maior parte de sua matriz energética dependente de termoelétricas de combustíveis fósseis. Nesse cenário, o uso de fontes renováveis de energia como a fotovoltaica (FV), eólica (EOL) e biomassa (BIOM) surgem como instrumentos para tentar balancear os impactos ambientais devido à geração de energia elétrica (BEN, 2018).

Desta forma, o uso da GD, em especial aquela que faz uso de fontes renováveis, torna-se cada vez mais relevante pois se mostra como uma candidata para solução simultânea de certas questões energéticas e ambientais. Logo se fazem necessárias análises quanto aos impactos deste tipo de geração no Sistema Elétrico de Potência.

1.1 Tema

A demanda de potência num Sistema Elétrico de Potência varia conforme o horário. No Brasil a operação de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) é realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), sendo o despacho definido como a energia gerada por uma ou mais usinas do SIN (ANEEL, 2012).

Para o horário de maior demanda de potência tem-se o “horário de ponta”, o qual é definido pelo período compreendido por três horas consecutivas, durante o qual o custo com o consumo de energia é mais elevado. No caso da Copel, este horário é considerado de 2ª a 6ª feira das 18h às 21h (das 19h às 22h no Horário de Verão), exceto em feriados (COPEL, 2018).

No Brasil a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) classifica a Geração Distribuída (GD) em dois subgrupos: microgeração distribuída sendo os empreendimentos com capacidade de geração instalada até 75 kW e minigeração distribuída com capacidade acima de 75 kW e inferior a 5 MW (ANEEL, 2016).

A geração de energia através de fontes fotovoltaicas, devido à sua natureza intermitente, se torna não despachável, pois, normalmente é acoplada diretamente ao SEP por meio da utilização de inversores, sem o uso de elementos armazenadores de energia, para despacho em momentos de baixa produção.

Entretanto, é possível torná-las despacháveis com o uso de elementos armazenadores de energia, seja na forma de potencial eletroquímico (baterias e células combustíveis), energia potencial (supercapacitores, água bombeada para reservatórios d'água a montante, ar comprimido, etc.) ou energia cinética com volantes de inércia (*flywheels*). Atualmente as baterias de Chumbo-Ácido (Pb-H₂SO₄) são as principais formas de armazenamento de energia potencial eletroquímica em larga escala no mundo (EIA, 2019).

Dessa forma, o despacho de energia realizada por uma série de pequenos centros locais de geração pode, à primeira vista, ser uma alternativa para aliviar a sobrecarga do SEP. No entanto é necessária uma análise teórica prévia dos impactos (positivos e negativos) deste tipo de geração para um melhor aproveitamento prático.

1.1.1 Delimitação do Tema

Uma das ferramentas que são utilizadas nos estudos da Geração Distribuída (GD) é a análise estática do fluxo de potência, sendo seu objetivo obter um retrato das variáveis de estados de um Sistema Elétrico de Potência (SEP) em regime permanente, considerando que os regimes transitórios são suficientemente rápidos para serem desconsiderados. As variáveis de interesse são as tensões e potências (consumidas ou geradas) em cada nó (barra) do sistema, em regime permanente, dessa forma é possível verificar a estabilidade do sistema ou quais barras estarão com níveis de tensão fora dos limites aceitáveis pré-determinados (MONTICELLI, 1983).

Cada barra é classificada de acordo com as variáveis conhecidas e desconhecidas: barras cujas potências ativa e reativa são conhecidas denominam-se “barras PQ”, barras cujas potência ativa e amplitude de tensão são conhecidas denominam-se “barras PV”, a barra cuja tensão complexa (amplitude e fase) é denominada de “barra *slack*” ou “barra de referência”. Um SEP pode conter elementos ligados de uma barra ao nó terra, como geradores, cargas, bancos de capacitores e condensadores - estes elementos são modelados como injeções de potência complexa no SEP. Além destes, tem-se também elementos conectados entre as barras, como transformadores e linhas de transmissão - estes elementos são modelados como parâmetros do SEP através de uma matriz de admitância (MONTICELLI, 1983).

Este tipo de análise recai em sistemas de equações e inequações algébricas que podem ser lineares ou não. Dependendo do tipo de modelagem matemática do problema, diferentes métodos de solução são empregados – normalmente esses métodos são numéricos e necessitam do uso de ferramentas computacionais para serem executados (MONTICELLI, 1983). As GDs podem ser conectadas tanto aos barramentos de transmissão, de alta tensão (AT) ou baixa tensão (BT) dentro de um sistema elétrico. Dessa forma, ao se especificar os parâmetros de uma barra com GD,

pode-se fazer a análise estática do fluxo de potência do SEP, de acordo com valores de um perfil discretizado de demanda.

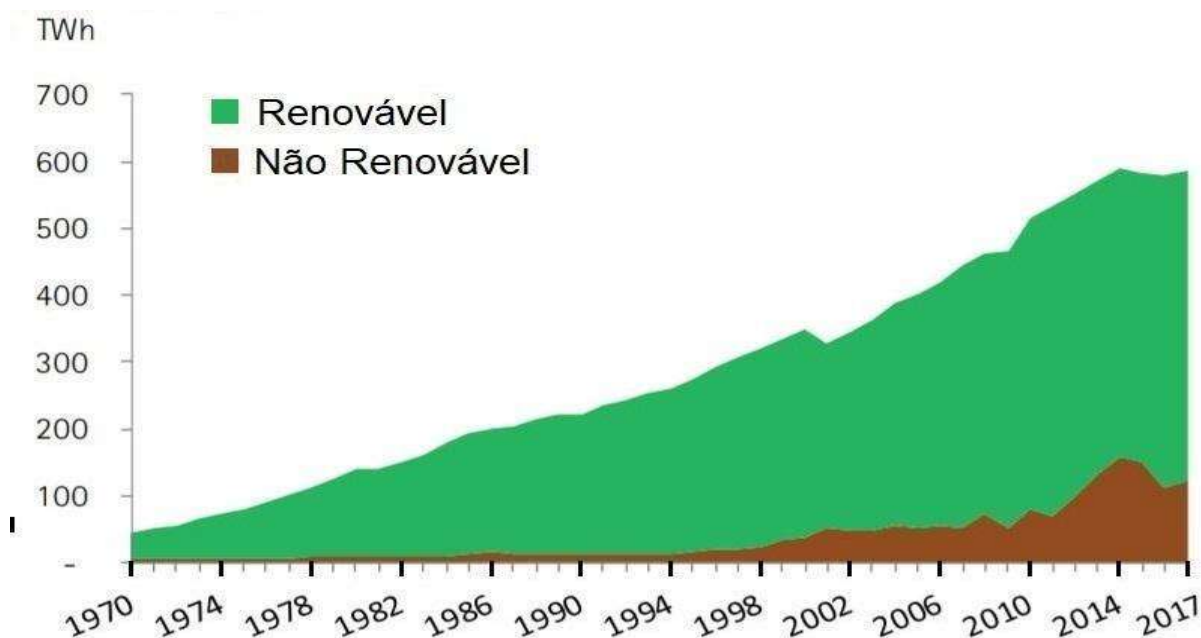
O tema delimitado é, portanto, a análise estática do fluxo de potência, considerando as GDs do tipo fotovoltaica e seus perfis de produção em diferentes cenários, confrontando aos perfis de consumo, a fim de estudar suas variações durante a produção.

1.2 Problemas e premissas

A demanda por energia elétrica está crescendo. Para atender esta demanda faz-se necessário a implantação de novas instalações de usinas geradoras.

No Brasil a principal forma de geração de energia elétrica é através de usinas hidrelétricas, mas sua construção causa grandes impactos ambientais.

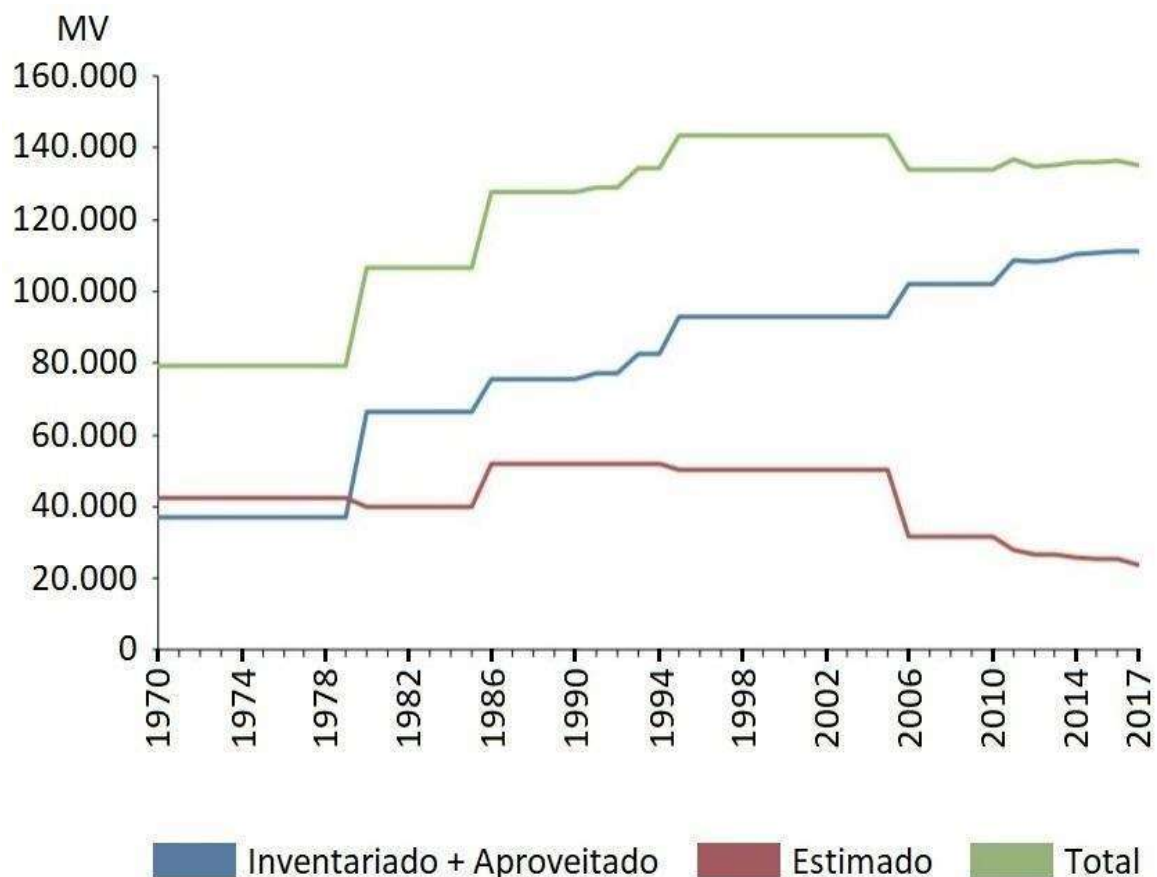
Figura 1: Geração de Energia Elétrica Total por tipo de recursos dos últimos anos no Brasil



FONTE: Balanço Energético Nacional (BEN, 2018)

As Figuras 1 e 2 ilustram o constante crescimento da geração de energia elétrica e o decréscimo da estimativa da geração por usinas hidrelétricas no decorrer dos últimos anos (BEN, 2018).

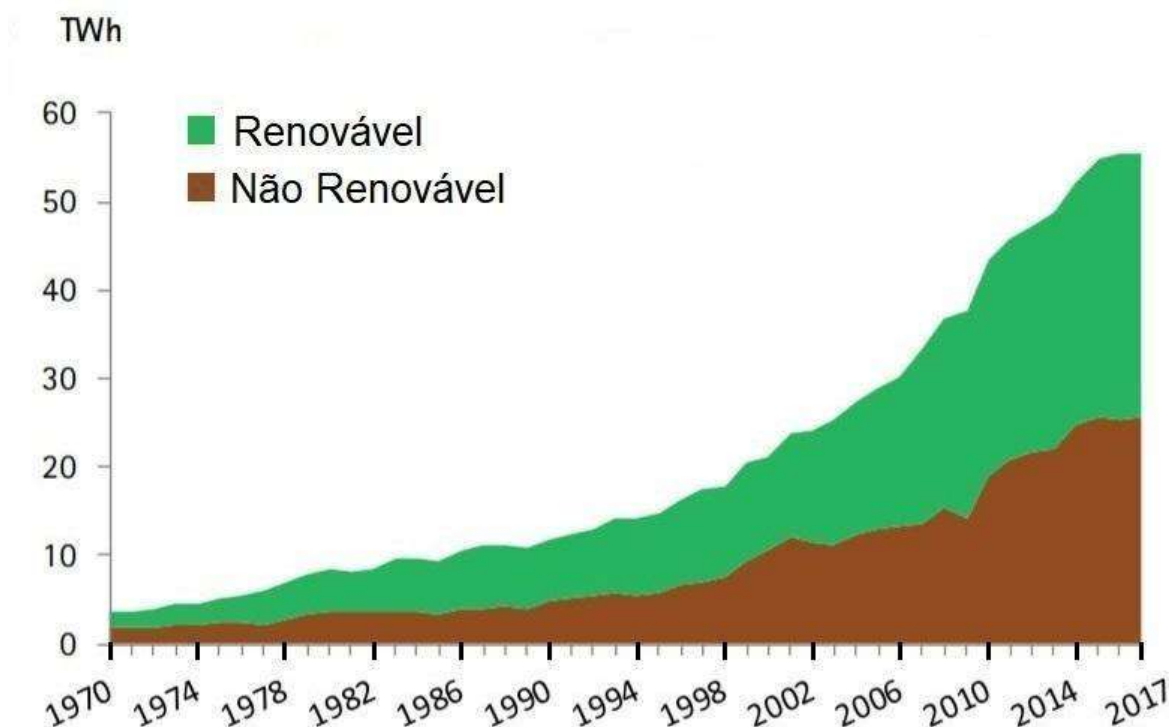
Figura 2: Potencial de Geração Elétrica por fontes hidráulicas dos últimos anos no Brasil



FONTE: Balanço Energético Nacional (BEN, 2018)

Também se observa o grande aumento de unidades micro geradoras por fontes renováveis de energia. Atualmente cerca de 2/3 desta geração são por fontes renováveis que colabora à sustentabilidade, entretanto, na maioria das vezes estas não possuem capacidade de despacho de energia. A Figura 3 mostra o crescimento da produção de Energia Elétrica por unidades micro geradoras.

Figura 3: Geração Elétrica por tipo de recurso em unidades microgeradoras, segundo o BEN



FONTE: Balanço Energético Nacional (BEN, 2018)

Neste sentido tem-se a necessidade do estudo sobre os efeitos da implantação de unidades autoprodutoras no sistema de distribuição, sendo que a Geração Distribuída fotovoltaica possui características que, podem ocasionar perturbações no perfil de tensão do barramento a ele conectado e/ou à rede elétrica.

Os pontos de equilíbrio podem ser determinados pelos estudos de fluxo de potência. Para a solução de tais estudos, distintos métodos numéricos podem ser utilizados.

Este trabalho requer uma análise discretizada com diferentes fontes geradoras conectadas a uma rede de distribuição, operando de forma conjunta, o que leva a um sistema complexo, com considerável quantidade de barras, a ponto de ser indispensável o uso de um *software* numérico.

Portanto, este trabalho de conclusão de curso propõe a utilização da ferramenta computacional *OpenDSS*, como ferramenta de análise de um sistema consolidado na literatura que representa uma rede de distribuição, para cálculo de pontos de equilíbrios conforme se variam os fluxos de potências causados pelas diferentes formas de GDs e perfis de consumo horários.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Estudar os efeitos causados no perfil de tensão de uma rede de distribuição, do ponto de vista de valores de tensões nos barramentos, comparando-os em cenários de geração distribuída fotovoltaica.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Revisar bibliografias sobre Sistemas Elétricos de Potência (SEPs), redes de distribuição e tipos de GDs.
- Aplicar a ferramenta computacional *OpenDSS*, para análise estática de uma rede de distribuição através de simulações utilizando uma rede de 33 barras (Baran e Wu, 1989).
- Realizar análise estática horária no sistema elétrico de Baran e Wu (1989), estudando seus pontos de equilíbrio ao variar suas injeções de potência conforme um perfil horário discretizado de geração e demanda.
- Comparar os resultados de perfis de tensões das simulações, bem como os impactos causados devido às GDs intermitentes fotovoltaicas.

1.4 Justificativa

Atualmente são vários os estímulos à Geração de Energia Elétrica por fontes renováveis nos centros consumidores, isso se justifica pelo fato da matriz energética nacional ser composta principalmente de fontes hidrelétricas, sendo difícil a ampliação, sem falar do elevado custo da geração por fontes fósseis, além de fatores ambientais em ambos os casos (BEN, 2018).

Com isso, instalações de GDs têm se tornado cada vez mais populares, trazendo a tendência de assumirem parcela mais significativa do despacho de energia nas próximas décadas, pois, as previsões de crescimentos do consumo e das GDs são muito maiores em relação ao crescimento da capacidade de geração por usinas hidrelétricas que é a principal fonte utilizada no Brasil atualmente. Além disso, as GDs também são uma excelente alternativa à diminuição da utilização de combustíveis fósseis, que são caros e poluentes (BEN, 2018).

Então, estudar os efeitos das fontes de GDs no Sistema Elétrico de Potência, levando em consideração suas características é muito importante para a sustentabilidade e o desenvolvimento de sistemas mais eficientes, tanto do ponto de vista do consumidor quanto do Sistema de Distribuição.

1.5 Procedimentos Metodológicos

Na construção deste trabalho, inicialmente fez-se uma revisão bibliográfica sobre as diferentes fontes de geração distribuída e como modelar a geração distribuída fotovoltaica dentro do contexto do fluxo de potência.

Posteriormente, realizou-se uma revisão bibliográfica sobre o fluxo de potência em sistemas elétricos de distribuição: quais os métodos utilizados e quais as particularidades deste tipo de problema.

Procederam-se estudos para manusear o *software OpenDSS*: uso da interface, inserção de dados, criação de redes, simulação do fluxo de potência e obtenção de resultados. Bem como para verificar qual o método utilizado pelo programa para realizar o fluxo de potência.

Realizaram-se análises estáticas do fluxo de potência, utilizando o *OpenDSS*, para um SEP de distribuição consolidado na literatura, utilizando dados horários discretizados de carga na presença de barras de geração distribuída - tanto em cenários intermitentes quanto em cenários despacháveis.

Por fim fez-se uma análise dos resultados da etapa anterior, a fim de apresentar o que causou a geração distribuída fotovoltaica numa rede de distribuição.

1.6 Estrutura do Trabalho

Para o desenvolvimento deste trabalho de conclusão de curso, propõe-se a seguinte estrutura:

Capítulo 1 – Apresentação do trabalho, definição, delimitação do tema a ser abordado e objetivos;

Capítulo 2 – Revisão Bibliográfica e fundamentação teórica sobre o tema, abordagem dos conceitos gerais sobre Sistemas Elétricos de Potência (SEPs), geração distribuída e fontes não despacháveis;

Capítulo 3 – Introdução do modelo Baran e Wu (1989) utilizando o *software OpenDSS* para análise de Fluxo de Potência discretizado;

Capítulo 4 – Apresentação dos resultados obtidos nas simulações realizadas;

Capítulo 5 – Conclusões, considerações finais sobre os resultados obtidos e sugestões para trabalhos futuros.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA CONECTADA AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Cada vez mais aumenta o consumo de energia elétrica e, para suprir esta demanda crescente, vem-se buscando desenvolver alternativas de geração de energia elétrica com a utilização de fontes renováveis como a eólica, solar e a biomassa, para suprir a energia demandada localmente ou não.

Segundo o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE, 2019), a Geração Distribuída (GD) é caracterizada pela geração em vários pontos, sendo estes localizados próximos ao consumidor. Esta fonte geradora pode ser composta por diversas formas ou tipos de geração, tecnologia ou níveis de potência. A inserção no sistema de distribuição ocorre de forma direta sendo transportada pelo mesmo até o consumidor, o qual pode estar desde alguns metros até quilômetros de distância. Com isso têm-se diversos modelos de usinas espalhadas e conectadas ao longo das redes de distribuição, denominadas GD.

A Resolução Normativa REN n° 482, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2012), disseminou com mais vigor a ideia de gerar energia mais próxima da carga. Foi esta resolução que estabeleceu as condições para o acesso de micro e mini Geração Distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e a forma de compensação do excedente da energia produzida injetada na rede.

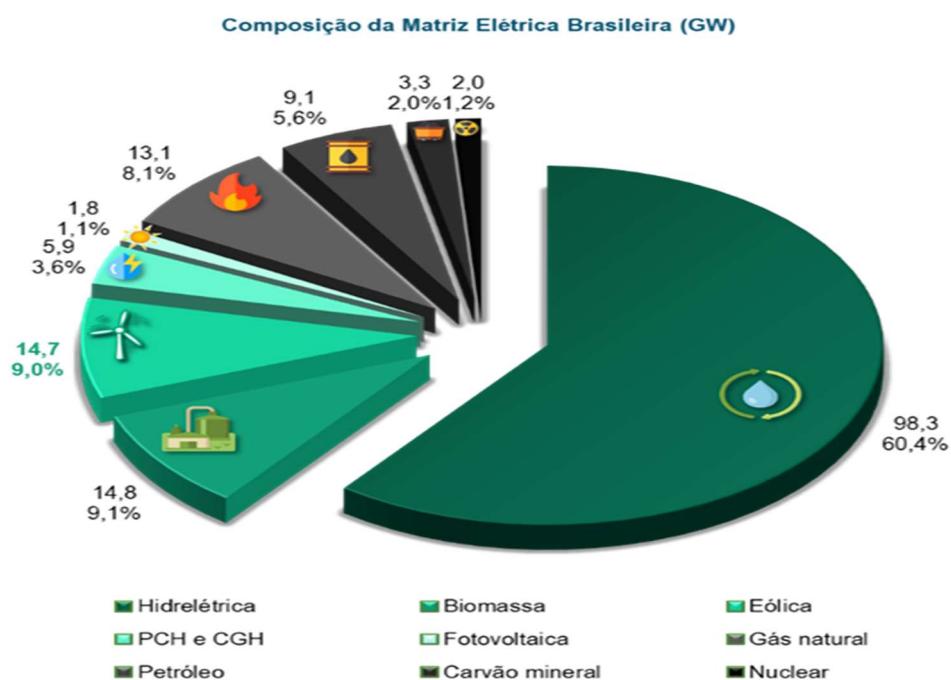
A ANEEL alterou posteriormente a REN n° 482 (ANEEL, 2012) e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, publicando a REN n° 687 (ANEEL, 2015), fazendo vigorar essas novas regras a partir de Março de 2016, reformulando a faixa de potência de enquadramento da GERAÇÃO DISTRIBUÍDA no Brasil, classificando em duas modalidades de acordo com a potência instalada e também a forma e o prazo de compensação do excedente gerado.

A descrição de como o excedente de geração irá para a rede está nos módulos 1 a 11 do PRODIST, que são documentos elaborados pela ANEEL, com apoio dos agentes de distribuição e de entidades e associações do setor elétrico nacional, que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica, com o intuito de garantir que os sistemas de distribuição operem dentro dos aspectos de segurança, eficiência, qualidade.

2.1 Geração Distribuída por Fontes Renováveis e Não Renováveis

Dentre as fontes de energia geralmente utilizadas na Geração Distribuída, grande parcela corresponde às fontes renováveis como Fotovoltaica, Eólica e Biomassa.

Figura 4: Composição da Matriz Elétrica Brasileira



Fonte: Canal energia (2019).

Dados obtidos em maio de 2019, no Banco de Informações de Geração – BIG da ANEEL, demonstra por meio da Figura 4, que a capacidade de geração do Brasil está em 164,7 GW de potência total instalada, com total de 7440 empreendimentos instalados. Sendo que destes, a energia solar representa 1,1%, da matriz energética nacional.

2.1.1 Geração Distribuída por Fontes Renováveis

Uma das características da Geração Distribuída é a possibilidade de utilização de diversas fontes de energia para seu funcionamento, seja a soma entre as fontes renováveis, formando um sistema híbrido ou pela geração de energia através de uma única fonte.

A seguir serão apresentadas pequenas descrições sobre as principais fontes de energia renováveis utilizadas na produção de energia elétrica atualmente.

Considerando que este trabalho será um estudo dos efeitos da inserção de Geração Distribuída fotovoltaica em uma rede de distribuição.

2.1.1.1 Energia Hidráulica

Por ser uma fonte considerada abundante, esta é a principal fonte geradora de energia elétrica no Brasil. Entretanto, são elevados os impactos ambientais devido às amplas áreas alagadas para formação do reservatório, além de que, apesar de abundantes, os recursos híbridos não são infinitos e tendem a assumir parcelas cada vez menores na Matriz Energética Nacional.

2.1.1.2 Energia Fotovoltaica

A produção de eletricidade captando a radiação eletromagnética solar através de células formadas de materiais semicondutores produz uma diferença de potencial elétrico, esse fenômeno físico é conhecido como efeito fotovoltaico. A energia fotovoltaica é a transformação da energia solar em energia elétrica gerando potencial para deslocamentos das cargas através de um condutor (VILLALVA, 2013).

Utiliza-se módulos compostos por vários painéis fotovoltaicos agrupados em série ou em paralelo, feitos de arranjos de semicondutores, o material mais empregado nas placas é o silício. Para que este material semicondutor possa se transformar em uma célula fotovoltaica, há um processo inicial de purificação do material seguido pela inserção de impurezas, processo chamado de dopagem (CRESESB, 2014).

Segundo Villalva e Gazoli (2013) divide-se a produção de energia fotovoltaica em dois modelos de produção:

Sistema Fotovoltaico Isolado – (SFVI), é indicado para gerar energia em regiões afastadas, sem a presença da rede distribuição de energia, utilizam baterias (acumuladores) que armazenam a energia não utilizada pelo sistema, para que possa ser utilizada em momentos quando o consumo é maior que a geração ou quando a geração é nula (VILLALVA, 2013).

Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede – (SFVCR), representado na Figura 5, se caracteriza por ser conectado em paralelo com a rede de distribuição, é formado basicamente pelo arranjo de módulos fotovoltaicos, um inversor CC/CA e o medidor que neste caso deve ser bidirecional. A energia elétrica gerada em corrente contínua por meio dos painéis é convertida e condicionada na unidade de potência, para que possa ser transferida a rede elétrica (VILLALVA, 2013).

Para um consumidor que possui cogeração fotovoltaica nos momentos em que a geração não suprir a demanda, esta é garantida pela concessionária desde que este esteja conectado na rede. Nos momentos em que a geração fotovoltaica supera a demanda ocorre a inserção do excedente na rede, gerando créditos para o consumidor junto a concessionária. Esses créditos, segundo a REN n 687/2015(ANEEL, 2015), permite que o consumidor usufrua destes em um período máximo de até cinco anos (60 meses).

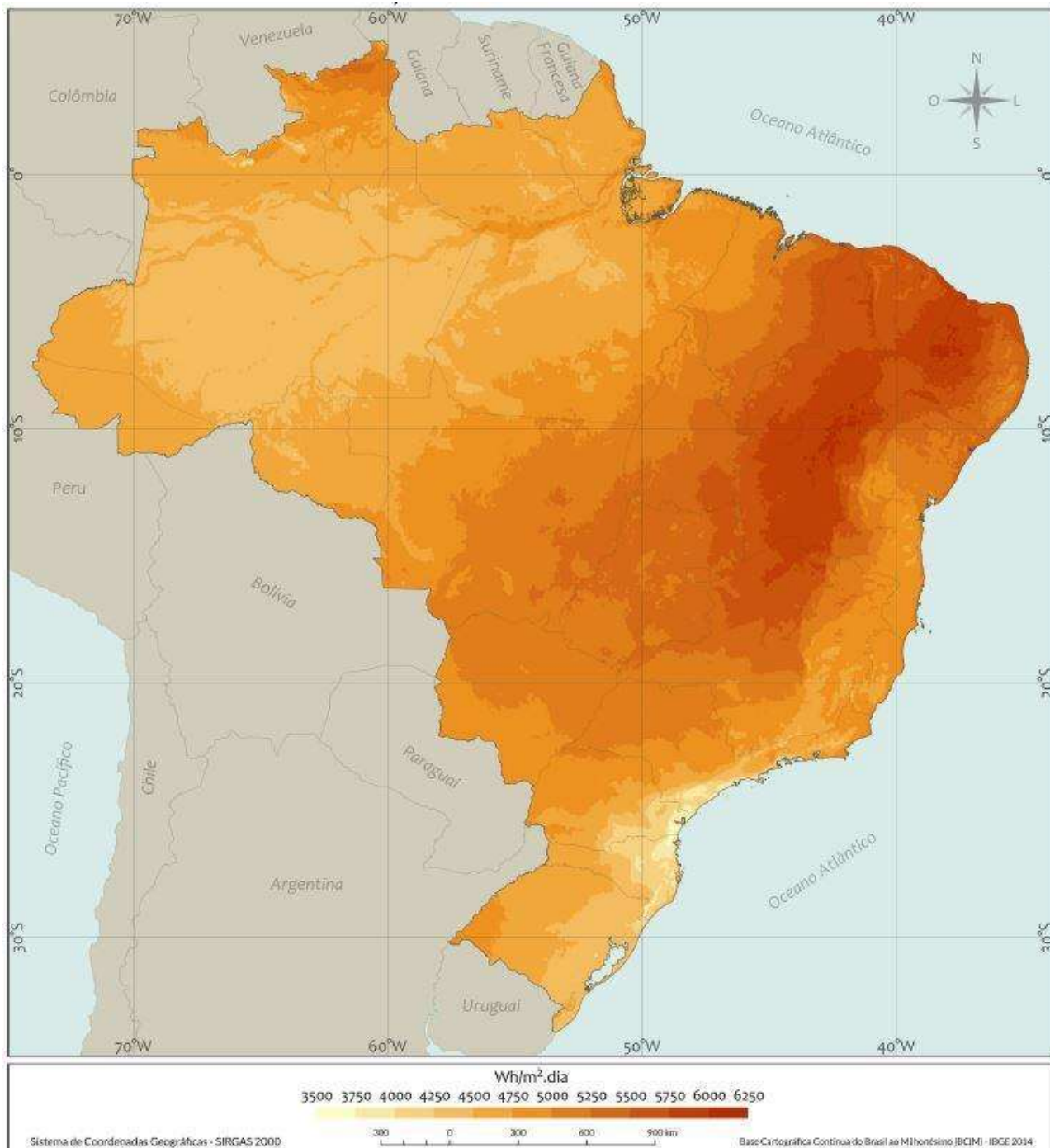
Figura 5: Ilustração de Sistema Fotovoltaico conectado à rede



Fonte: VILLALVA e GAZOLI, 2013.

Na Figura 6 é possível observar o mapa do Brasil, onde se constata o grande potencial territorial que existe para aproveitamento da geração solar fotovoltaica. Segundo relatório da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2019), as usinas de grande porte para geração fotovoltaica estão com implantação prevista para as regiões nordeste e centro oeste, pois estas regiões são os locais onde ocorrem os maiores rendimentos para a instalação deste tipo de usina.

Figura 6: Potencial de Geração Solar Fotovoltaica



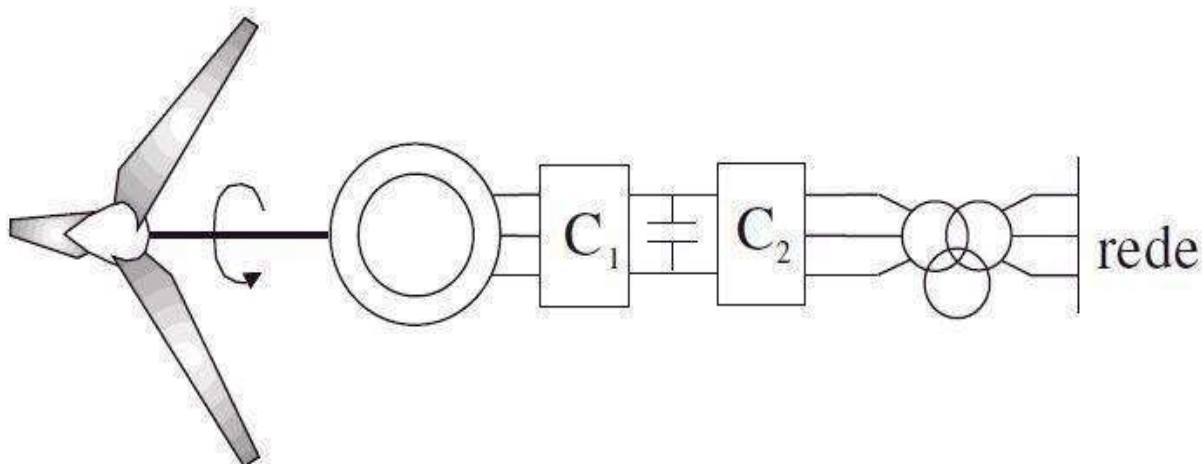
Fonte: Atlas Solar Brasileiro (2017).

2.1.1.3 Energia Eólica

A produção de energia elétrica utilizando uma fonte eólica está baseada no princípio de transformação de energia cinética do ar em energia elétrica. Neste sistema, os ventos impulsionam as pás que são conectadas ao hub central que recebe um torque mecânico, esse torque mecânico é transferido ao gerador elétrico, através de um conjunto de engrenagens ou diretamente quando o hub é conectado no eixo do gerador, então a energia mecânica é convertida em energia elétrica, por meio da indução eletromagnética que ocorre dentro do gerador. Por fim, utiliza-se um conjunto retificador e inversor que faz a adaptação da energia elétrica gerada para conexão com o Sistema Elétrico de Potência (PINTO, 2014).

Na Figura 7, tem-se conectado à saída do gerador primeiramente o retificador C1 do tipo CA/CC que converte a energia elétrica de frequência oscilatória e incompatível com a rede, devido à variação de velocidade da hélice, em energia CC. Em seguida o inversor C2 do tipo CC/CA faz a adaptação da energia elétrica para valores de tensão e frequência adequados para que possa ser conectada à rede.

Figura 7: Ilustração de sistema EOL conectado a rede



Fonte: BARROS *et al*, 2015

No Brasil, segundo dados obtidos no site da Associação Brasileira de Energia Eólica - ABEEólica (2019), tem aumentado consideravelmente os estudos e investimentos em projetos para construção de novos parques eólicos, fazendo com que esta forma de geração de energia comece a ganhar um destaque maior na participação da matriz energética brasileira. A geração de energia eólica alcançou o patamar de 15 GW de capacidade instalada em abril de 2019, tornando-se a segunda fonte da matriz elétrica brasileira, com mais de 7 mil aerogeradores instalados em 601 parques eólicos distribuídos em 12 estados brasileiros.

Vale destacar que, por razões geográficas, o nordeste brasileiro registra 86% da capacidade instalada de todo o território nacional. Segundo ABEEólica (2019), na região nordeste está localizada uma das áreas mais favoráveis para as instalações de parques eólicos no Brasil, devido às características de terreno e do vento que é unidirecional, estável e sem rajadas.

Na Figura 8 foi demonstrado um gráfico com a evolução da capacidade de geração instalada da energia eólica, dos últimos anos.

Figura 8: Evolução da capacidade instalada – Energia Eólica.



Fonte: ANEEL/ABEEólica (2019).

O estado do Rio Grande do Norte possui a maior capacidade de geração instalada do Brasil, com 4 GW distribuídos em 151 parques eólicos, seguido pelo estado da Bahia, com 3 GW distribuídos em 153 parques eólicos, e na terceira posição o estado do Ceará com 2 GW distribuídos em 79 parques eólicos.

Segundo Pinto (2014) para conexão de um parque eólico à rede elétrica, alguns pontos devem ser avaliados. Temos o fator de potência, o fornecimento de potência ativa, a frequência que este sistema está operando, a capacidade de curto circuito, o sistema de proteção e a qualidade da energia.

A existência de linhas de transmissão próximas ao parque eólico é um ponto importante para a geração, pois reduzem as perdas e os custos melhorando o desempenho.

2.1.1.4 Biomassa

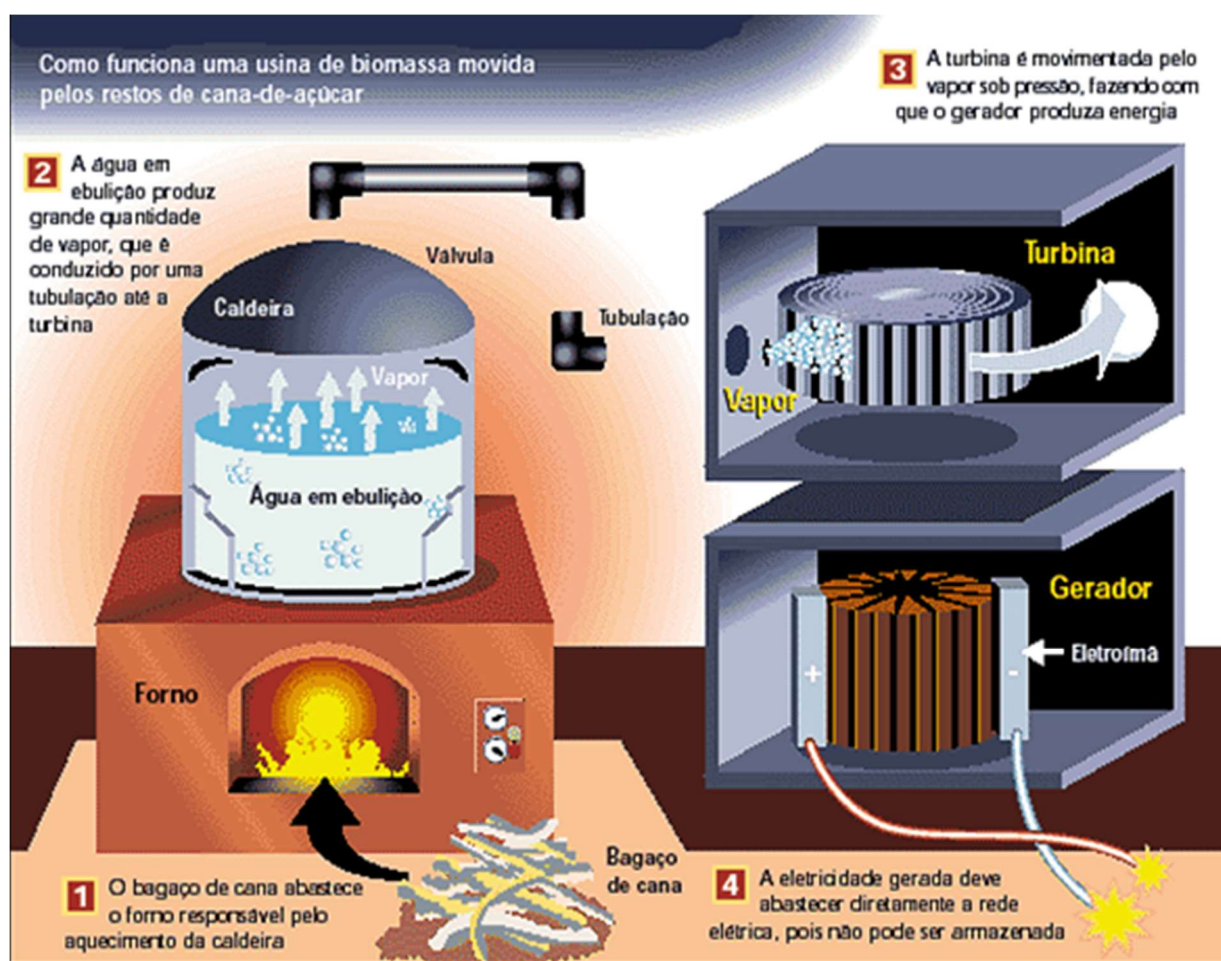
O aproveitamento energético da biomassa residual gerada nos processamentos industriais, como por exemplo o bagaço residual do processamento da cana-de-açúcar, tanto é utilizada para a produção de calor quanto na geração de eletricidade.

Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME, 2019), a geração por meio da biomassa é considerada uma fonte energética limpa e renovável, o que despertou o interesse na utilização de biomassa gerando espaço no mercado de energia, passando a ser considerada uma alternativa à diversificação da matriz energética.

A biomassa pode ser considerada um substituto para os combustíveis fósseis, uma de suas principais vantagens é que, embora possua eficiência reduzida, seu aproveitamento pode ser feito diretamente por intermédio da combustão em fornos, caldeiras, etc. Também é comum seu aproveitamento na cogeração em sistemas que utilizam a biomassa como fonte de energia, conforme exemplo da Figura 9.

A biomassa pode ser convertida em energia térmica, combustíveis líquidos, sólidos ou gasosos e outros produtos químicos através de uma variedade de processos de conversão, tais formas da biomassa são então convertidas em eletricidade.

Figura 9: Utilização do Bagaço de cana de açúcar em eletricidade



Fonte: BEI - Brasil Energias Inteligentes (2019)

A biomassa está entre as fontes renováveis para produção de energia elétrica com maior potencial de crescimento nacional. Estudo divulgado no PDE 2026 (EPE, 2018), demonstra que iniciativas governamentais à renovação e modernização das instalações de cogeração aumentaram a eficiência de conversão da energia da

biomassa, houve a geração de excedentes e sua distribuição, contribuindo para a diversificação do setor e o aumento de sua receita.

2.1.2 Geração Distribuída por Fontes Não Renováveis

As usinas de Geração Distribuída (GD) movidas a combustíveis não renováveis, isto é, combustíveis que não são reproduzidos na mesma taxa que o consumo, compõem uma considerável parte das unidades de GDs (BEN, 2018).

Neste tipo de GD, o gerador elétrico é conectado diretamente a uma máquina primária que utiliza a queima de combustível fóssil como fonte de energia ou a uma turbina que rotaciona devido a passagem de vapores de água em alta temperatura e pressão, provenientes do aquecimento por uma caldeira, que por sua vez, funciona por meio da queima do combustível fóssil.

A rotação da máquina primária ou turbina, conectada ao eixo do gerador síncrono, promove o torque adequado para produção de energia elétrica, respeitando a frequência da rede relacionada ao número de pólos da máquina e a velocidade angular do rotor.

Apesar dos pontos negativos como emissão de gases poluentes na atmosfera, não reprodução da matéria na mesma medida de consumo e do elevado custo de geração, a principal vantagem da geração por combustíveis fósseis é a prontidão ao despacho, que não depende de nível de reservatório como no caso das Hidroelétricas e não sofre de intermitências como no caso das Fotovoltaicas, oferecendo assim maior confiabilidade e prontidão na geração de energia elétrica.

2.2 Geração Distribuída Despachável e não Despachável

O rápido aumento da inclusão da Geração Distribuída (GD) no sistema de energia elétrica levou à necessidade de um conjunto limitado de características específicas de desempenho (IEEE, 2018).

Este desempenho segundo a norma IEEE 1547 pode ser avaliado pela participação da GD no gerenciamento da tensão e potência reativa ou pela detecção dos distúrbios de tensão e frequência que são necessárias para proteger o sistema de energia com a promoção da segurança e qualidade da energia na área da GD (IEEE, 2018)

Os sistemas de GD que utilizam as diferentes fontes geradoras de energia apresentadas no início deste capítulo podem ser classificados em dois grupos distintos: GDs Despacháveis e Não despacháveis.

2.2.1 Geração Distribuída Despachável

A definição de uma Usina de Geração Distribuída (GD) como despachável, se relaciona com a capacidade de controle do despacho de energia elétrica.

Segundo Monticelli existem dois casos de GD despachável: caso em que se controla somente o fluxo de Potência Ativa (P) ou o caso que se controla tanto o fluxo de P quanto o fluxo de Potência Reativa (Q). Mas, para que isso seja possível, é necessário que se tenha a energia necessária disponível para a produção de energia elétrica que será despachada (MONTICELLI, 1983).

No contexto de Geração Distribuída (GD) despachável, a forma mais usual é por meio da utilização de máquinas síncronas, que podem possuir como máquinas

primárias desde motores movidos a combustíveis fósseis, que oferecem certa prontidão para início e controle do despacho, como também sistemas de energias renováveis provenientes dos biodigestores e da biomassa, caso da queima do bagaço de cana.

Em uma GD do tipo máquina síncrona, o método de controle de fluxo de Potência ativa se dá através do controle do torque fornecido no eixo do gerador, enquanto que o método de controle de fluxo de Potência Reativa é por meio do controle da corrente de excitação de campo do rotor de um gerador síncrono (CHAPMAN, 2013).

Outro modo de GD despachável, ou seja, que forneça energia de forma controlada é por meio de inversores elétricos em conjunto com alguma forma de armazenamento energia, visto que os inversores são associados a sistemas de geração intermitentes, como no caso da geração Fotovoltaica e Eólica, que não produzem energia elétrica a todo momento.

Tendo em vista que sistemas com inversores conectados sem o armazenamento de energia são intermitentes, se caracterizariam como GD não despachável.

2.2.2 Geração Distribuída Não Despachável

Sua principal característica é que não possui capacidade de controlar o fluxo de potência. Opera na condição de tensão e frequência na qual o barramento proporciona, despacha toda a Potência Ativa (P) fornecida por sua fonte geradora em tempo real e não possui reserva de energia a pronta entrega para momentos de baixa produção, ou seja, são intermitentes e descontínuas.

Isto não significa que o elemento inversor de energia não controle sua tensão ou seu fluxo de potência. Sempre será necessário meios para sincronizar a tensão do

sistema com o barramento, quanto a frequência, amplitude e ângulo de fase para que se possa iniciar a transferência de energia de forma estável, somente após a sincronização, o inversor busca despachar toda a energia fornecida por sua fonte geradora em tempo real (IEEE, 2018).

Durante a operação, qualquer variação no ângulo de sincronismo da frequência proporciona o fluxo de Potência Ativa (P) e qualquer variação na amplitude da tensão no sincronismo proporciona fluxo de Potência Reativa (Q) e por consequência, alteração do Fator de Potência da Instalação.

Para estudos de Fluxo de Potência, considera-se este tipo de instalação como barra PQ, visto que nesta configuração se conhece o valor P e Q no ponto de conexão (MONTICELLI, 1983).

Sistemas em que os barramentos PQ compartilham GD e cargas, necessitam de avaliação quanto à demanda de Energia Reativa, principalmente em momentos em que a geração de Energia Ativa possa ser equivalente à consumida no ponto de conexão, reduzindo drasticamente o Fator de Potência da instalação.

Embora muitas das GDs possuam máquinas síncronas como geradores de energia elétrica, as instalações de GDs por fontes Fotovoltaica (FV) e Eólica (EOL) vêm assumindo parcela cada vez mais significativa na produção de energia elétrica, conduzindo também ao aumento na quantidade de inversores que compõem o sistema elétrico (BEN, 2018).

Os inversores utilizados nas GDs operam em seu *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) que proporciona a maior produção de energia para diferentes condições de operação.

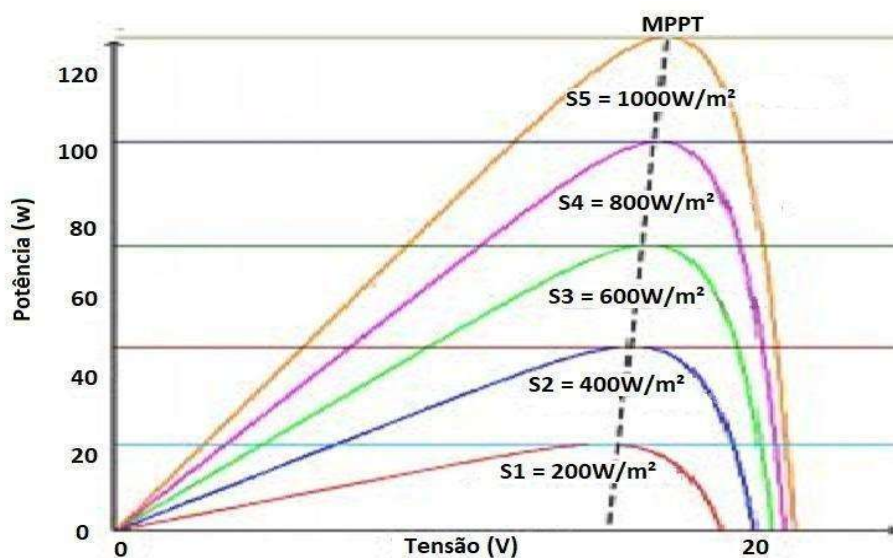
Para sistemas FV o MPPT é encontrado diretamente sobre a curva que relaciona variações da tensão contínua (V_{cc}) e corrente contínua (I_{cc}) na entrada do inversor (STANKIEWICZ *et al*, 2015).

Enquanto nos sistemas EOL, mesmo que o inversor busque o MPPT controlando os valores de V_{cc} e I_{cc} , as curvas de estudo do MPPT de usinas EOL

relacionam a velocidade angular da hélice (ω) com a Potência elétrica gerada (P) (BARROS *et al*, 2015).

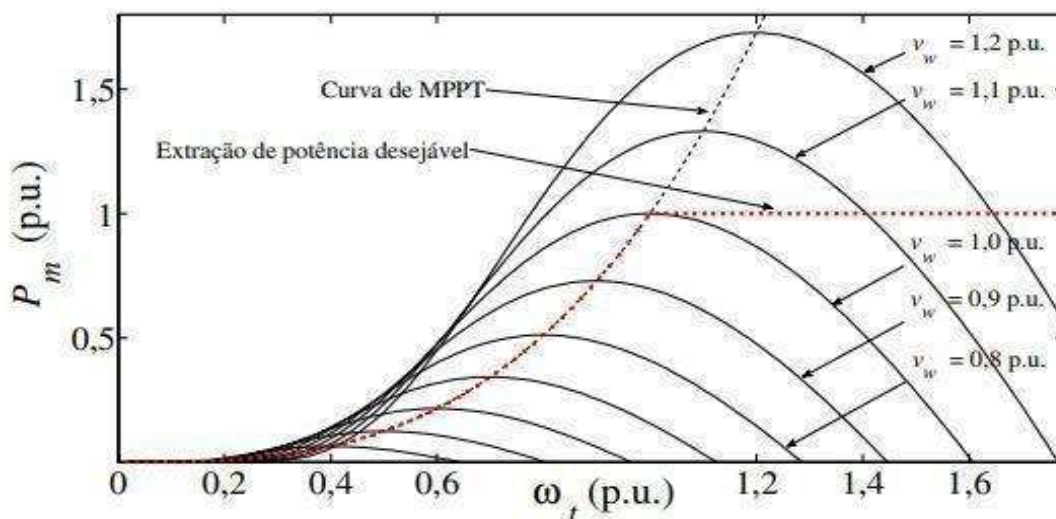
As figuras 10 e 11 ilustram curvas de operatividade e MPPT para diferentes níveis de produção dos sistemas FV e EOL.

Figura 10: Curva de operatividade com MPPT de sistemas FV



Fonte: STANKIEWICZ *et al*, 2015

Figura 11: Curva de operatividade com MPPT de sistemas EOL



Fonte: BARROS *et al*, 2015

Em usinas que utilizam o armazenamento de energia, também podem operar de forma a controlar a demanda de energia, por meio de inversores bidirecionais.

2.3 Vantagens e desvantagens da Geração Distribuída

A Geração Distribuída de energia elétrica possui vantagens e desvantagens para os consumidores, distribuidoras de energia e Sistema Integrado Nacional. Na Tabela 1 se destacam alguns exemplos:

Tabela 1: Vantagens e desvantagens da inserção da Geração Distribuída

	Vantagens	Desvantagens
Consumidores Geradores	<ul style="list-style-type: none"> > Maior oferta de energia; > Fornecimento de energia em áreas remotas; > Aumento da confiabilidade do sistema; > Utilização de diferentes fontes para a geração de energia. 	<ul style="list-style-type: none"> > Intermitência da fonte;
Concessionárias com Geração, Transmissão e Distribuição	<ul style="list-style-type: none"> > Não necessita de novas linhas de transmissão; > Diminuição das perdas elétricas, a geração está próxima das cargas; > Facilidade de aprovação de novos projetos para futuras instalações junto a órgão ambientais. 	<ul style="list-style-type: none"> > Fluxo de energia bidirecional; > Necessidade de estudos para os sistemas de proteção; > Necessidade de estudos complementares de impactos dos transitórios;
Sistema Integrado Nacional (SIN)	<ul style="list-style-type: none"> > Redução de impactos ambientais; > Maior confiabilidade do setor elétrico; > Diversificação da matriz energética; > Disponibilidade de geração modulares; > Aumento de tensão nos ramais de distribuição 	<ul style="list-style-type: none"> > Produção de harmônicos; > Possível aumento do desequilíbrio entre as fases do sistema; > Dificuldade no monitoramento da sua condição operativa; > Aumento de sobretensões e curto circuito, elevando a complexidade na operação do sistema elétrico.

2.4 Análise de Fluxo de Potência

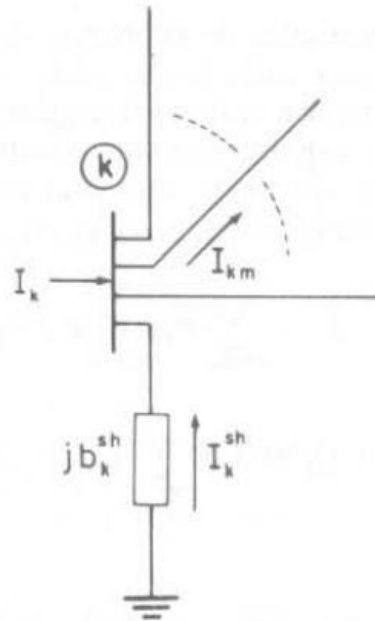
Para análise do Sistema Elétrico de Potência (SEP), tem-se 4 variáveis de estudo para cada barra, sendo elas: Tensão eficaz da barra (V_k), ângulo fasor da tensão na barra (θ_k), Potência Ativa na barra (P_k) e Potência Reativa na barra (Q_k), sendo k correspondente ao índice da barra.

Para que o sistema de equações tenha solução, cada barra em um SEP deve possuir 2 variáveis conhecidas e 2 incógnitas que serão calculadas, podendo ser dessa classificada em três tipos distintos:

1. Barra θ V onde, dados conhecidos θ e V , incógnitas P e Q ;
2. Barra PV onde, dados conhecidos P e V , incógnitas θ e Q ;
3. Barra PQ onde, dados conhecidos P e Q , incógnitas θ e V .

Por meio de uma análise nodal, se equaciona o fluxo de potência de um sistema. Na Figura 12 se tem a representação das variáveis elétricas em uma barra de índice k em um SEP, em que I_k é a corrente injetada na barra, I_{km} é a corrente da barra k para barra m , jb_k^{sh} é a capacitância shunt na barra e I_k^{sh} é a corrente através da capacitância shunt (MONTICELLI, 1983).

Figura 12: Convenção de sinais das variáveis elétricas em uma Barra



Fonte: MONTICELLI, 1983

Segundo Monticelli (1983), para resolução das incógnitas do sistema de potência tem-se para cada barra o seguinte conjunto de equações:

$$P_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (2.1)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2.2)$$

em que:

P_k - Potência Ativa na barra k ;

Q_k - Potência Reativa na barra k ;

V_k - Tensão eficaz na barra k ;

V_m - Tensão eficaz na barra m ;

θ_{km} - Diferença entre o ângulo fasor da Tensão da barra k com barra m ;

G_{km} - Condutância da linha entre a barra k e barra m ;

B_{km} - Susceptância da linha entre a barra k e barra m ;

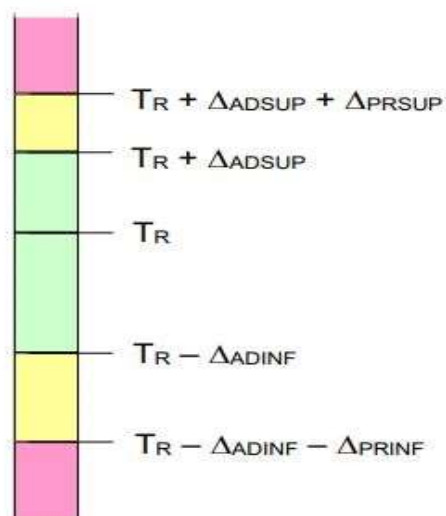
Para cálculo do fluxo de potência são necessárias ao menos o mesmo número de equações quando se tem de incógnitas a serem calculadas no SEP, logo, sistemas com elevado números de barras, requerem resolução de sistemas com elevado número de equações com variáveis complexas.

2.5 Limites considerados no estudo

Diante dos limites operativos definidos no Módulo 8 do Procedimento de Distribuição (PRODIST da ANEEL), daremos atenção aos limites de tensão em regime permanente, no que diz respeito aos níveis de tensão de operação adequado, precário e crítico.

A Figura 13 ilustra os limites operativos da tensão em regime permanente, em que T_R é a Tensão de Referência, Δ_{ADSUP} é o incremento superior de tensão adequada, Δ_{ADINF} é o incremento inferior de tensão adequada, Δ_{PRSUP} é o incremento superior de tensão precária e Δ_{PRINF} é o incremento inferior de tensão precária. Desse modo, a região em verde representa os níveis de tensão adequada, as regiões em amarelo os níveis de tensão precária e as regiões em vermelho os níveis de tensão crítica.

Figura 13: Limites operativos de um sistema elétrico



Fonte: PRODIST da ANEEL.

A Tabela 2 apresenta os valores que determinam os limites de tensão em relação à tensão de referência, classificando a tensão de atendimento em adequada, precária e crítica.

Tabela 2: Limites em pontos de tensão nominal superior a 1kV e inferior a 69kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Fonte: PRODIST da ANEEL.

Nota-se que, para pontos de conexão com tensão nominal de 12,66 kV, que é a tensão base do sistema utilizado nas simulações, não existe faixa superior para tensão precária, somente crítica.

2.5.1 Indicadores individuais de Qualidade

Segundo o PRODIST da ANEEL, para gerar os indicadores individuais de qualidade referente a tensão de regime permanente, deve-se possuir um conjunto de 1008 leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos com período de integralização de 10 minutos, salvo algumas leituras que devem ser expurgadas caso ocorram eventos que são analisados por outros indicadores, sendo substituída pela leitura válida seguinte.

Após obtenção do conjunto de leituras válidas, devem ser calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP e o para tensão crítica (DRC), de acordo com as seguintes equações:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100 [\%] \quad (2.3)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100 [\%] \quad (2.4)$$

Em que nlp e nlc representam o maior número de leitura com níveis de tensão entre as fases situadas nas faixas de tensão precária e crítica, respectivamente.

Caso o consumidor esteja submetido a tensões de atendimento com transgressão dos indicadores DRP ou DRC , a distribuidora deverá compensá-lo de acordo com a seguinte expressão:

$$\text{Valor} = \left[\left(\frac{\text{DRP} - \text{DRP}_{\text{limite}}}{100} \right) \cdot k_1 + \left(\frac{\text{DRC} - \text{DRC}_{\text{limite}}}{100} \right) \cdot k_2 \right] \cdot \text{EUSD} \quad (2.5)$$

Em que:

$$k_1 = 0 \text{ se } \text{DRP} \leq \text{DRP}_{\text{limite}};$$

$$k_1 = 3 \text{ se } \text{DRP} > \text{DRP}_{\text{limite}};$$

$$k_2 = 0 \text{ se } \text{DRC} \leq \text{DRC}_{\text{limite}};$$

$$k_2 = 7, \text{ para consumidores atendidos em Baixa Tensão, se } \text{DRC} > \text{DRC}_{\text{limite}};$$

$$k_2 = 5, \text{ para consumidores atendidos em Média Tensão, se } \text{DRC} > \text{DRC}_{\text{limite}};$$

$$k_2 = 3, \text{ para consumidores atendidos em Alta Tensão, se } \text{DRC} > \text{DRC}_{\text{limite}};$$

DRP = valor do DRP expresso em %, apurado na última medição;

$$\text{DRP}_{\text{limite}} = 3\%;$$

DRC = valor do DRC expresso em %, apurado na última medição;

$$\text{DRC}_{\text{limite}} = 0,5\%;$$

EUSD = valor do encargo de uso do sistema de distribuição correspondente ao mês de referência da última medição.

A compensação deve ser mantida enquanto o indicador DRP ou DRC estiverem acima de seus respectivos limites. Desta forma um valor de tensão em regime permanente fora de nível adequado, além de significar menor qualidade da energia elétrica do ponto de vista do consumidor, também acaba gerando novos encargos a distribuidora de energia elétrica que passa a ser penalizada.

2.6 Aspectos normativos contemplados como hipótese para as análises

Conforme determina a Resolução Normativa da ANEEL nº 482/2012 (ANEEL, 2012) qualquer consumidor ligado no sistema de distribuição poderá gerar energia elétrica utilizando-se de fontes renováveis e o excedente poderá disponibilizar para a rede de distribuição ao qual está conectado. Esta modalidade é classificada como micro e minigeração distribuída.

Há por parte do governo alguns incentivos para este tipo de geração, pois são diversos os benefícios que esta categoria de geração pode proporcionar ao sistema elétrico, dentre eles pode-se citar o baixo impacto ambiental, redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética.

Com a Resolução Normativa da ANEEL nº 687/2015 (ANEEL, 2015) que entrou em vigor em março de 2016, algumas inovações foram implantadas em relação a anterior normativa 482/2012, dentre elas a determinação de categorias, sendo a categoria de microgeração que é composta por toda geradora com capacidade de geração até 75 quilowatts e a categoria de minigeração que abrange uma faixa de geração que vai de 75 kW até 5 MW.

Quando a unidade consumidora gera muito mais energia do que é capaz de consumir, esta estará usando a rede da concessionária como uma bateria, pois injeta o excedente na rede. Este crédito de energia tem validade de 60 meses e pode ser consumido a qualquer tempo dentro deste prazo, na forma de créditos para abater o consumo na conta de energia. Se não estiver gerando o necessário para o seu consumo e precisar de energia elétrica, irá consumir a energia fornecida pela concessionária.

O Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD, 2015) lançado pelo Governo Federal através do Ministério de Minas e

Energia, teve como objetivo estimular e ampliar a geração distribuída nas residências, indústrias e comércio utilizando-se de fontes renováveis.

O consumidor residencial que optar pela geração de energia distribuída e injetar o excedente à rede da concessionária será beneficiado pela isenção de ICMS, PIS/Pasep e COFINS. Se for geração na categoria fotovoltaica o custo final dos equipamentos terá um decréscimo, pois o governo federal reduziu as alíquotas de importação dos bens de capital utilizados para produção dos equipamentos de geração solar conforme noticiado pela Agência Brasil.

Essas adesões poderão alavancar o setor de geração de energia distribuída, que tanto trará benefícios para as concessionárias como para o consumidor residencial, pois se trata de uma energia limpa e renovável.

3 PROCEDIMENTOS DE ANÁLISE PROPOSTO

Dentre as possibilidades de Geração Distribuída (GD) de energia elétrica, optou-se por analisar os efeitos causados pela a inserção de GDs Fotovoltaicas, que é o tipo de GD que mais tem crescido segundo a ANEEL, considerando os cenários de dia ensolarado, parcialmente nublado e nublado.

Além disso, considerou um sistema de distribuição com perfil de consumo residencial discretizado em intervalos de tempo de 1 hora ao longo de um dia, para que as curvas de perfis de tensão dos resultados ao longo do dia possuam apenas 24 passos, sendo o suficiente para as análises dos resultados.

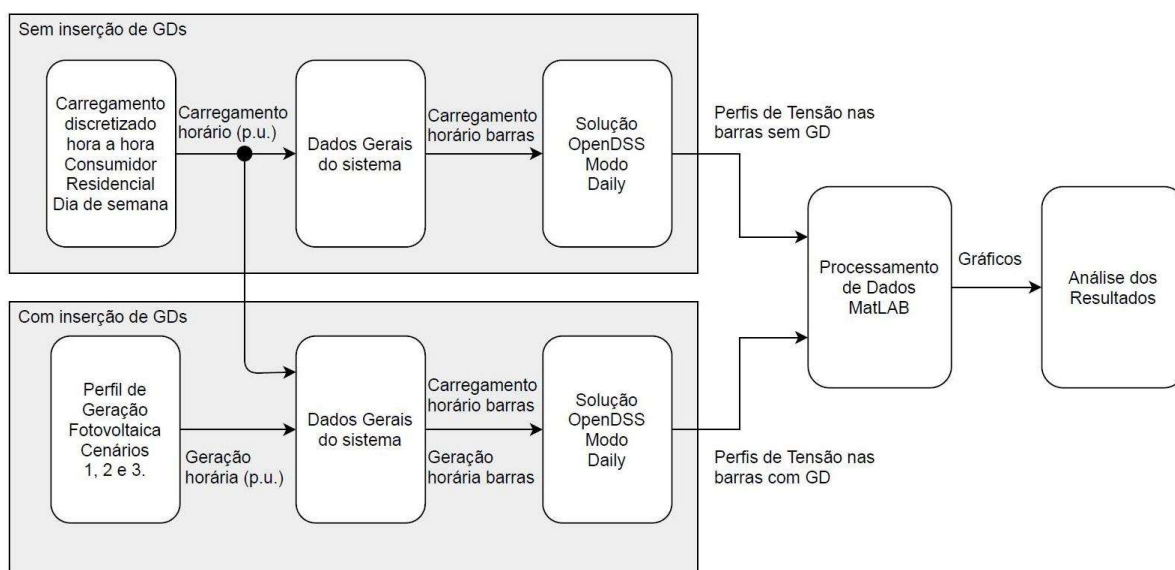
3.1 Fluxograma do Procedimento

O diagrama apresentado na Figura 14 mostra o conjunto de blocos “Sem inserção de GDs” e o conjunto de blocos “Com inserção de GDs”. Ambos os conjuntos possuem os mesmos processos, com a diferença que no primeiro caso se considera apenas os perfis de consumo de consumidor residencial, enquanto que no segundo se considera além dos perfis de consumo também os perfis de geração.

Os primeiros blocos de ambos os conjuntos, que são “Carregamento discretizado hora a hora Consumidor residencial Dia de Semana” e “Perfil de Geração Fotovoltaicas Cenários 1, 2 e 3”, se referem aos perfis de consumo e geração, respectivamente, normalizados em p.u.

No centro dos conjuntos, têm-se os blocos denominados “Dados Gerais do sistema”, que se referem aos dados quantitativos de carregamento de todas as barras, estes serão os valores base de todas as cargas e GDs conectadas ao sistema, caracterizando um ganho sobre os perfis de consumo e geração.

Figura 14: Processamento dos Dados



Fonte: Autoria Própria.

A direita nos conjuntos, os blocos “Solução OpenDSS Modo Daily” representa o método de solução do software utilizando os dados discretizados em intervalos de 1 hora de consumo e geração, conforme perfis quantitativos utilizados.

Para comparar os efeitos causados pela inserção de GDs, o bloco “Processamento de dados MATLAB” representa o auxílio do programa MATLAB para manipulação dos gráficos, para facilitar a análise, por permitir a inserção dos limites operativos de tensão nos gráficos.

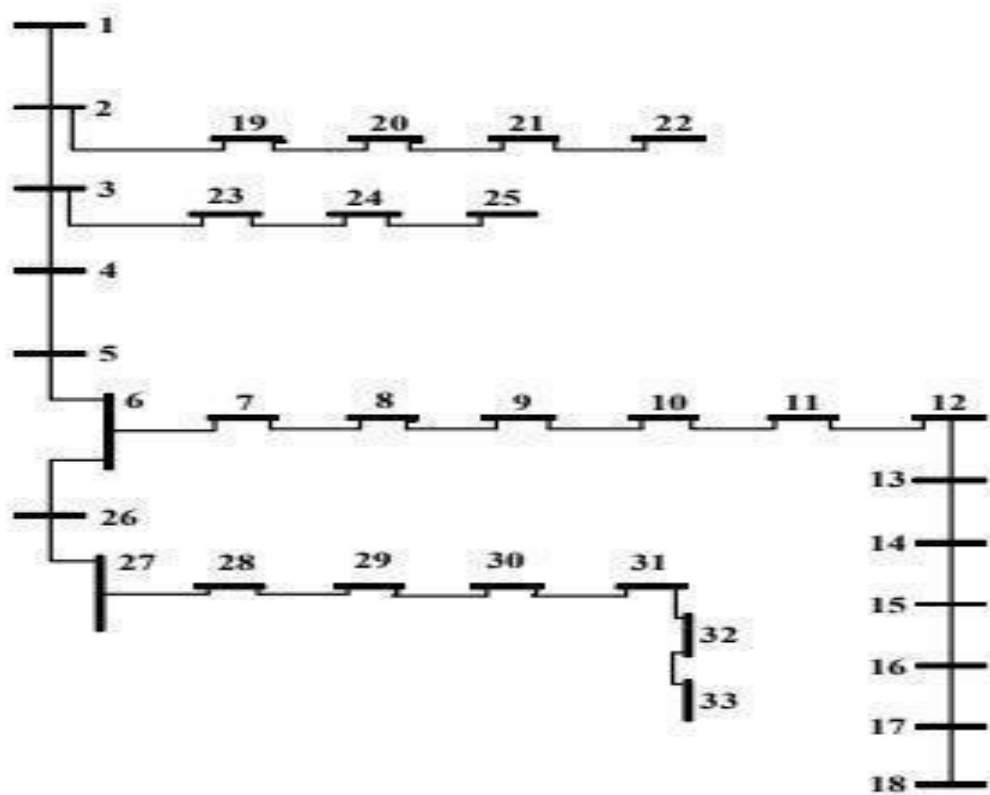
Por fim, tem-se o bloco “Análise dos resultados”, que representa a verificação dos efeitos causados pela inserção de GDs por meio da comparação dos perfis de tensão discretizados em intervalo de 1 hora com os limites de tensão do Módulo 8 do PRODIST da ANEEL, para todas as barras a serem monitoradas.

3.2 Modelagem do Sistema no OpenDSS

O modelo escolhido para análise foi o modelo Baran e Wu (1989) que possui 33 barras onde se podem avaliar os efeitos da inserção de GDs operando simultaneamente com as cargas.

A Figura 15 ilustra o sistema de 33 barras e do sistema Baran e Wu (1989) original e isolado.

Figura 15: Sistemas de barras de Baran e Wu (1989)



Fonte: MACEDO, 2018.

Primeiramente foi modelado no *software OpenDSS* o sistema de Baran e Wu com suas informações gerais, para realização do fluxo de potência pontual e validação dos resultados obtidos com a literatura.

Os resultados obtidos no *OpenDSS* foram comparados com os resultados disponíveis no estudo realizado por Durce (Durce, 2012), em que se fez a simulação

do mesmo sistema. Os resultados, assim como o erro relativo estão apresentados na Tabela 3, considerando apenas a fase A para sistema equilibrado.

Tabela 3: Comparação OpenDSS x Durce com seus dados gerais e sem GD

Barra	Tensão OpenDSS	Tensão Durce	Erro Relativo Tensão (%)
Barra 1	1,0000	1,0000	0,0003
Barra 2	0,9971	0,9970	0,0119
Barra 3	0,9835	0,9830	0,0478
Barra 4	0,9763	0,9750	0,1351
Barra 5	0,9693	0,9680	0,1303
Barra 6	0,9517	0,9490	0,2889
Barra 7	0,9484	0,9460	0,2546
Barra 8	0,9438	0,9320	1,2668
Barra 9	0,9379	0,9260	1,2867
Barra 10	0,9325	0,9200	1,3549
Barra 11	0,9317	0,9190	1,3777
Barra 12	0,9303	0,9180	1,3357
Barra 13	0,9246	0,9120	1,3786
Barra 14	0,9225	0,9090	1,4815
Barra 15	0,9212	0,9080	1,4492
Barra 16	0,9199	0,9060	1,5333
Barra 17	0,9180	0,9040	1,5509
Barra 18	0,9175	0,9040	1,4889
Barra 19	0,9966	0,9960	0,0593
Barra 20	0,9930	0,9930	0,0018
Continua...			

Barra	Tensão OpenDSS	Tensão Durce	Erro Relativo Tensão (%)
Barra 21	0,9923	0,9920	0,0317
Barra 22	0,9917	0,9920	-0,0325
Barra 23	0,9799	0,9790	0,0907
Barra 24	0,9732	0,9730	0,0228
Barra 25	0,9699	0,9690	0,0929
Barra 26	0,9499	0,9480	0,2023
Barra 27	0,9475	0,9450	0,2644
Barra 28	0,9367	0,9340	0,2933
Barra 29	0,9290	0,9250	0,4346
Barra 30	0,9257	0,9220	0,3996
Barra 31	0,9218	0,9180	0,4144
Barra 32	0,9210	0,9170	0,4310
Barra 33	0,9207	0,9160	0,5118

Fonte: *software OpenDSS*.

A este sistema adicionaram-se os perfis do fluxo de potência horários típicos de consumidores residenciais e das GDs fotovoltaicas, para análise discretizada em diferentes momentos e condições de operação, discretizados em intervalos de 1 hora, com atenção em especial a situações que possam comprometer a qualidade da energia, devido às limitações operativas do sistema.

Com os resultados calculados no OpenDSS, realizou-se um estudo comparativo aos indicadores de qualidade do Módulo 8 PRODIST que fazem menção aos perfis de tensão.

Para resolução das equações não lineares do sistema, utiliza-se o software OpenDSS, que possui os seguintes métodos para cálculo de Fluxo de Potência: sendo eles o instantâneo (*Snapshot PowerFlow*); ou variante no tempo em que se inclui perfis de carregamento diário (*Daily*) ou Anual (*Yearly*), para Fluxo de potência continuado discretizado com intervalo de tempo fixo. Para obter o resultado do fluxo de potência, o OpenDSS utiliza o método de injeção de correntes.

3.3 Dados de entrada no OpenDSS.

O sistema de Baran e Wu considerado nas simulações é de média tensão. As unidades consumidoras são representadas pelo fluxo potência negativo no barramento, que corresponde ao fluxo de potência de um transformador abaixador para distribuição secundária ou mesmo um consumidor conectado diretamente a rede de média tensão, que no modelo de 33 do Baran e Wu é considerada 12,66 kV.

Os modelos das simulações apresentadas representam um Sistema Elétrico de Potência (SEP) equilibrado, assim sendo, não inclui o estudo sobre os parâmetros de desequilíbrio de amplitude e ângulo da tensão entre as fases, dedicando assim a avaliação sobre os perfis de tensão, no que diz respeito a sua amplitude do valor RMS, segundo os índices de qualidade PRODIST.

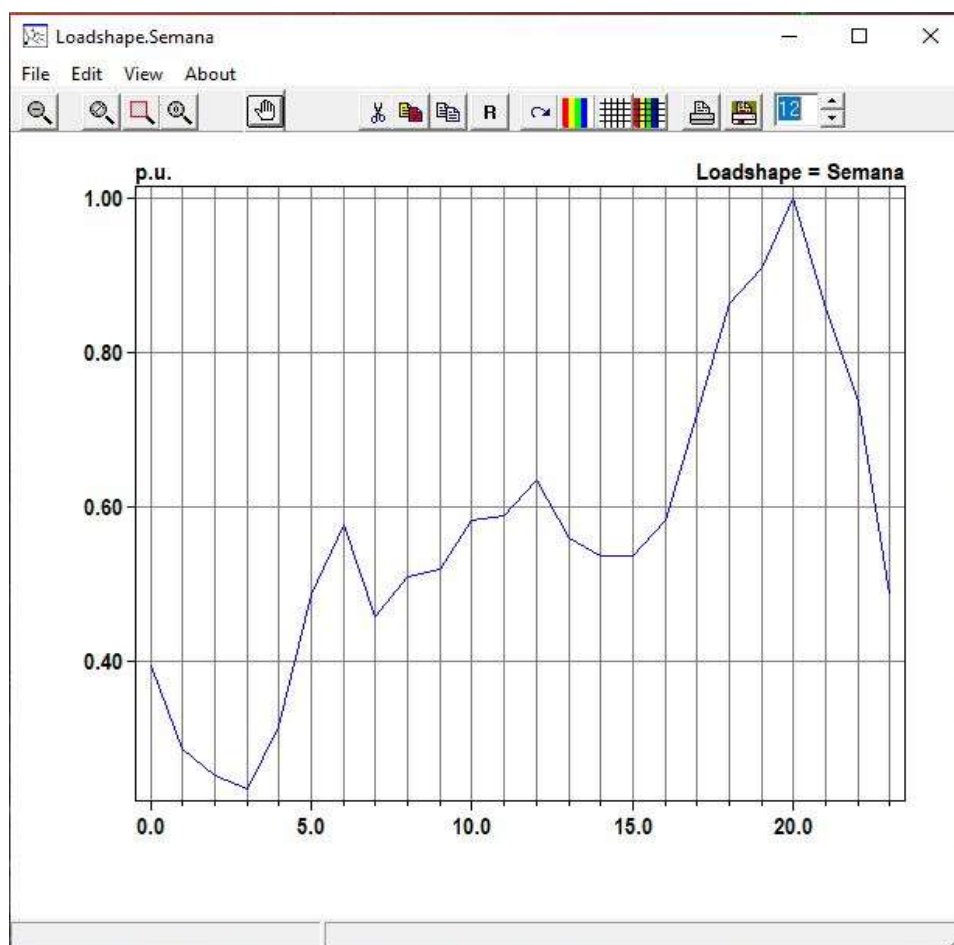
3.3.1 Perfis de carregamento e geração para análise do sistema

Do ponto de consumo, se considerou que em todos os barramentos existem cargas, com perfil de carregamento horário discretizados em intervalos de 1 hora, utilizando uma forma de carregamento (*loadshape*) do próprio OpenDSS, que

corresponde a um perfil de consumo residencial em dia de semana, que nos é fornecida em p.u.

A Figura 16 a seguir apresenta a curva com perfil de carregamento horário característico de consumidor residencial durante o dia de semana, denominada de 'loadshape' no *OpenDSS*.

Figura 16: Curva *Loadshape* característica Consumo residencial



Fonte: Software *OpenDSS*.

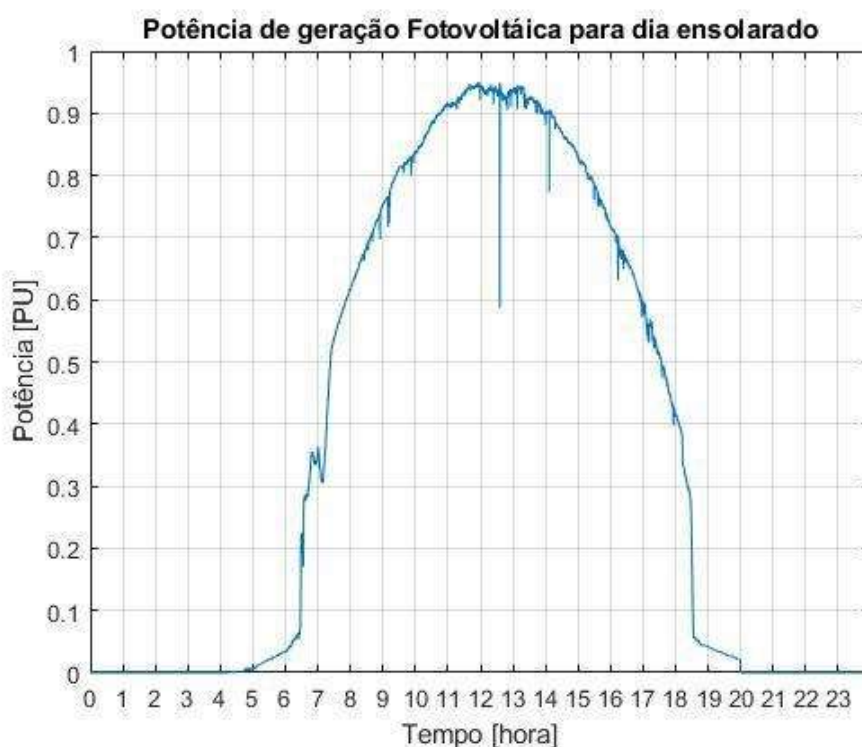
Para avaliação dos efeitos da inserção da Geração Distribuída (GD) no sistema de Baran e Wu, nas simulações foram considerados 3 cenários de operação de GDs Fotovoltaicas, são os seguintes:

- Cenário 1: GDs Fotovoltaicas em dia ensolarado;
- Cenário 2: GDs Fotovoltaicas em dia parcialmente nublado;
- Cenário 3: GDs Fotovoltaicas em dia nublado;

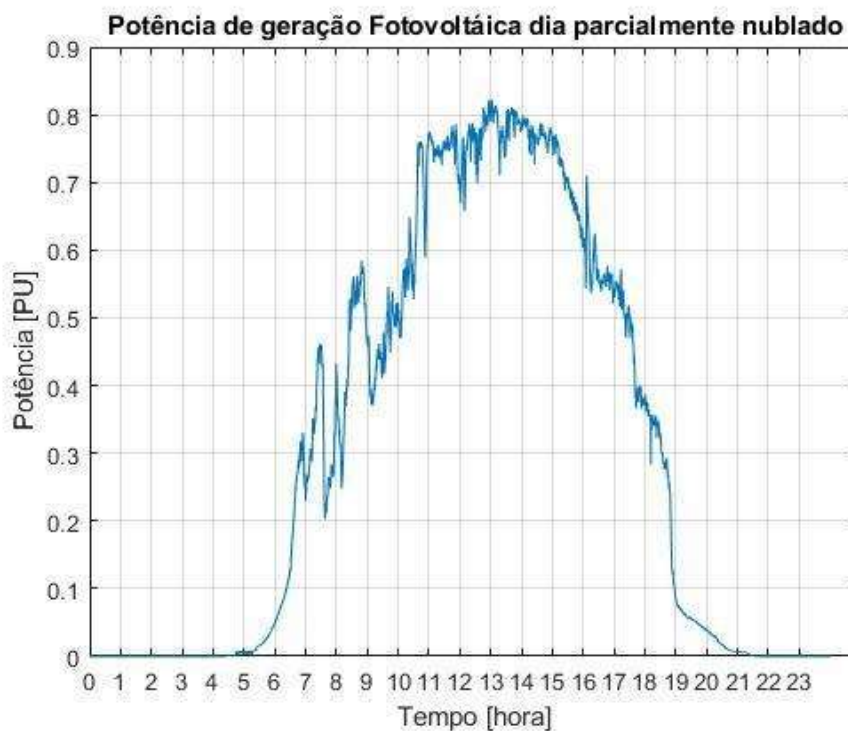
Para os perfis geração das GDs, baseou-se as curvas dos cenários 1, 2 e 3, em dados de uma planta real de Geração Fotovoltaica de 5 kWp instalada nas dependências da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, utilizada para desenvolvimento de um Sistema de Gerenciamento e Monitoramento (SMG) de Usinas Fotovoltaicas, proposto por Lazzaretti *et al* (2020).

Nas Figuras 17, 18 e 19 serão apresentadas as curvas de geração fotovoltaica registradas em escala de tempo de segundos pelo protótipo desenvolvido, para dia ensolarado, parcialmente nublado e nublado, de acordo com cenários 1, 2 e 3 respectivamente, sendo os valores apresentados em p.u.

Figura 17: Curva de Geração em p.u. dia ensolarado para o Cenário 1



Fonte: Software MATLAB, dados SMG .

Figura 18: Curva de Geração em p.u. dia parcialmente nublado ao Cenário 2

Fonte: Software MATLAB, dados SMG.

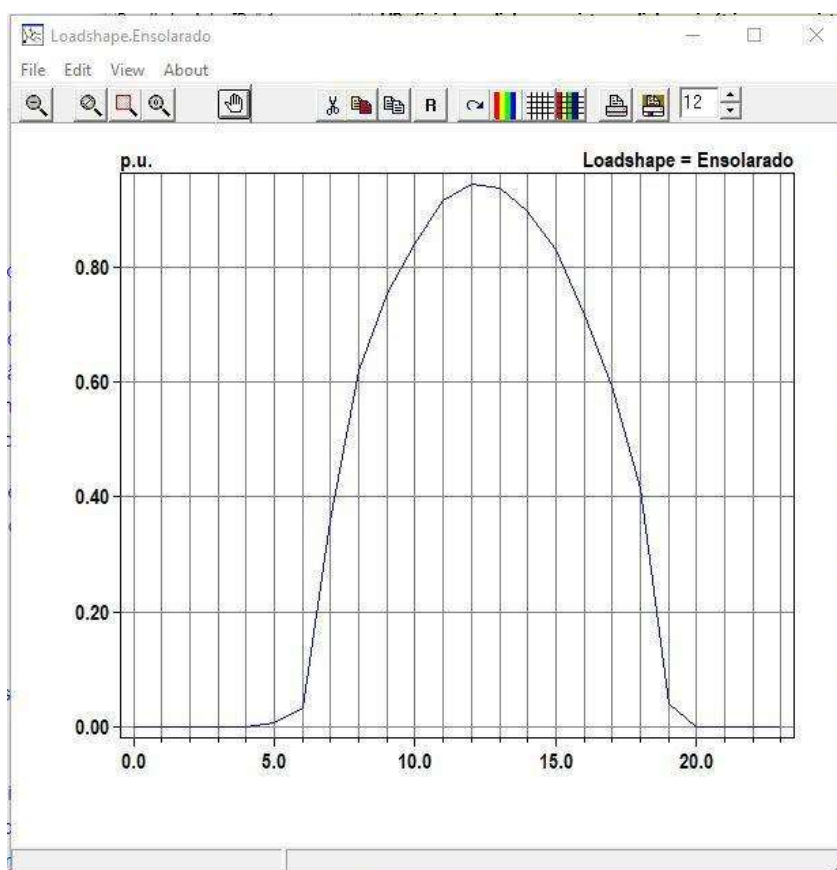
Figura 19: Curva de Geração em p.u. dia Nublado para o Cenário 3

Fonte: Software MATLAB, dados SMG.

Utilizou-se por questões operacionais o software MATLAB para o processamento de dados, no intuito de compatibilizá-los a entrada do *software OpenDSS*, isto foi necessário porque o *OpenDSS* necessita que a tabela de entrada tenha dois vetores, sendo um vetor de tempo e um de carregamento. Para se ajustar ao tamanho adequado, então, pois os dados reais correspondiam ao tempo na escala de segundos, optou-se pelo MATLAB para gerar as tabelas da interface do Protótipo Real para a interface do OpenDSS.

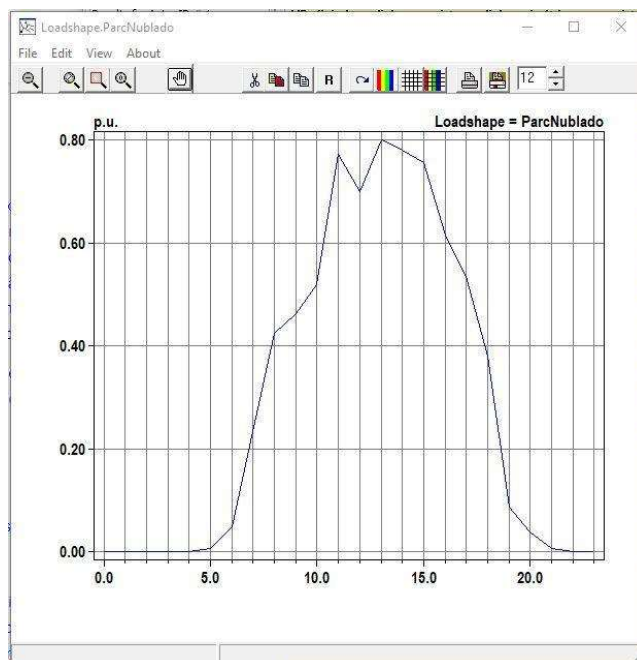
As figuras 20, 21, 22, apresentam os gráficos discretizados em intervalos de 1 hora com os perfis de geração das GDs fotovoltaicas utilizados, para ensolarado, parcialmente nublado e nublado, respectivamente, que foram parametrizados no *software OpenDSS*.

Figura 20: Curva de Geração em p.u. dia ensolarado discretizado em horas para o Cenário 1



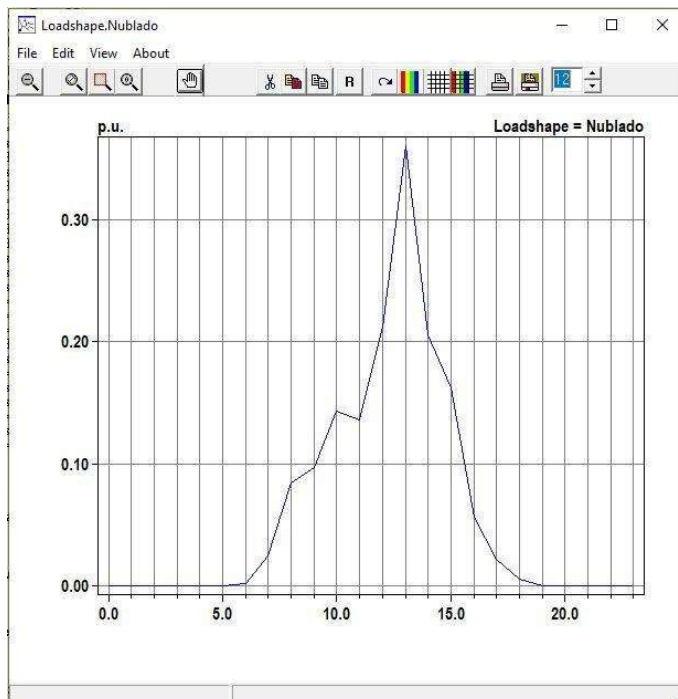
Fonte: *Software OpenDSS*, dados SMG.

Figura 21: Curva de Geração em p.u. dia parcialmente nublado discretizado em horas para o Cenário 2



Fonte: Software OpenDSS, dados SMG.

Figura 22: Curva de Geração em p.u. dia Nublado discretizado em horas para o Cenário 3



Fonte: Software OpenDSS, dados SMG.

3.3.2 Dados quantitativos para análise do sistema

Do ponto de vista Quantitativo, utilizou-se como potências base para cada barra os valores pré-definidos no modelo de Baran e Wu, que possui os carregamentos de todas as barras de carga, descritos na tabela 4.

Tabela 4: Valores das cargas bases do sistema de 33 barras de Baran e Wu

Barra	Potência Ativa [kW]	Potência Reativa [kVar]
Barra 1	0	0
Barra 2	100	60
Barra 3	90	40
Barra 4	120	80
Barra 5	60	30
Barra 6	60	20
Barra 7	200	100
Barra 8	200	100
Barra 9	60	20
Barra 10	60	20
Barra 11	45	30
Barra 12	60	35
Barra 13	60	35
Barra 14	120	80
Barra 15	60	10
Barra 16	60	20
Continua...		

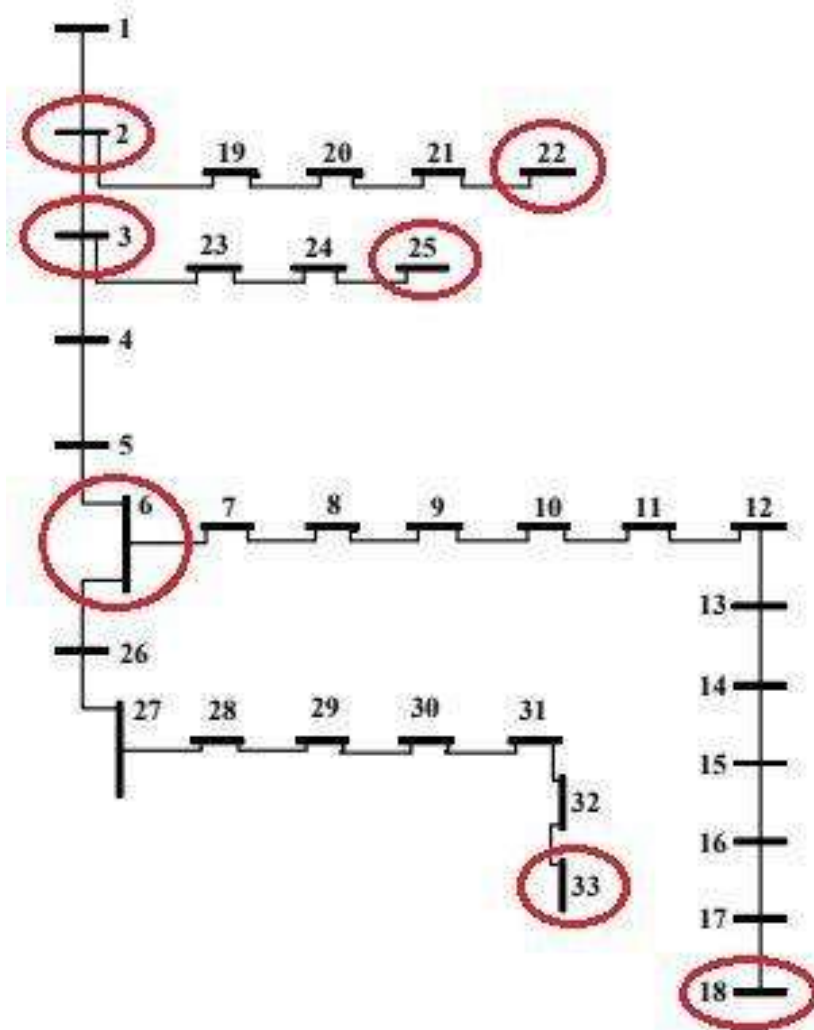
Barra	Potência Ativa [kW]	Potência Reativa [kVar]
Barra 17	60	20
Barra 18	90	40
Barra 19	90	40
Barra 20	90	40
Barra 21	90	40
Barra 22	90	40
Barra 23	90	50
Barra 24	420	200
Barra 25	420	200
Barra 26	60	25
Barra 27	60	25
Barra 28	60	20
Barra 29	120	70
Barra 30	200	600
Barra 31	150	70
Barra 32	210	100
Barra 33	60	40

Fonte: *software OpenDSS*.

Decidiu-se avaliar no sistema de Baran e Wu os níveis de tensão das barras 2, 3 e 6 por fornecerem alimentação para outras 2 barras, denominadas neste trabalho como Barras de Ramificação, e também das barras 18, 22, 25 e 33 que são as barras terminais de seus respectivos ramos, denominadas neste trabalho como Barras de Extremidade.

É possível observar na Figura 23 o diagrama unifilar de conexão das barras do Sistema Baran e Wu e a indicação das Barras de Ramificação e Extremidade, nas quais as tensões serão monitoradas.

Figura 23: Barras a serem monitoradas no Sistema de Baran e Wu



Fonte: MACEDO, 2018 (Adaptado).

Nessas barras, se considerou a conexão de Geração Distribuída (GD), com a potência aparente de pico correspondente à potência aparente da carga na barra, porém com fator de potência unitário.

Nas Tabelas 5 e 6 são apresentadas as potências de pico das GDs instaladas, que correspondem aos valores de referência ou base para as curvas de característica de geração fotovoltaica dos cenários 1, 2 e 3 apresentados.

Para as Barras de Ramificação:

Tabela 5: Valores Unidades GDs acopladas as barras de Ramificação

Barra	Potência Ativa [kWp]	Potência Reativa [kVArp]
Barra 2	116,6	0
Barra 3	98,5	0
Barra 6	63,2	0

Fonte: Autoria própria.

Para as Barras de Extremidade:

Tabela 6: Valores Unidades GDs acopladas as barras de Extremidade

Barra	Potência Ativa [kWp]	Potência Reativa [kVArp]
Barra 18	98,5	0
Barra 22	98,5	0
Barra 25	465,2	0
Barra 33	72	0

Fonte: Autoria própria.

4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Neste trabalho para se obter os resultados avaliados dos efeitos causados pela inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica (GD) em uma rede de distribuição, utilizou-se de um modelo de Sistema Elétrico de Potência (SEP), modelo de Baran e Wu, também se configurou o perfil de carregamento no máximo de 1 p.u. e criou-se 5 cenários de geração que quando inseridos no simulador apresentaram os resultados que serão discutidos nos próximos subcapítulos.

4.1 Simulações por meio do OpenDSS

Este item apresenta os perfis de tensão para simulações e os resultados obtidos em cada um dos casos. Estes resultados das simulações serão melhor comparados e discutidos por meio dos gráficos apresentados no item 4.2.

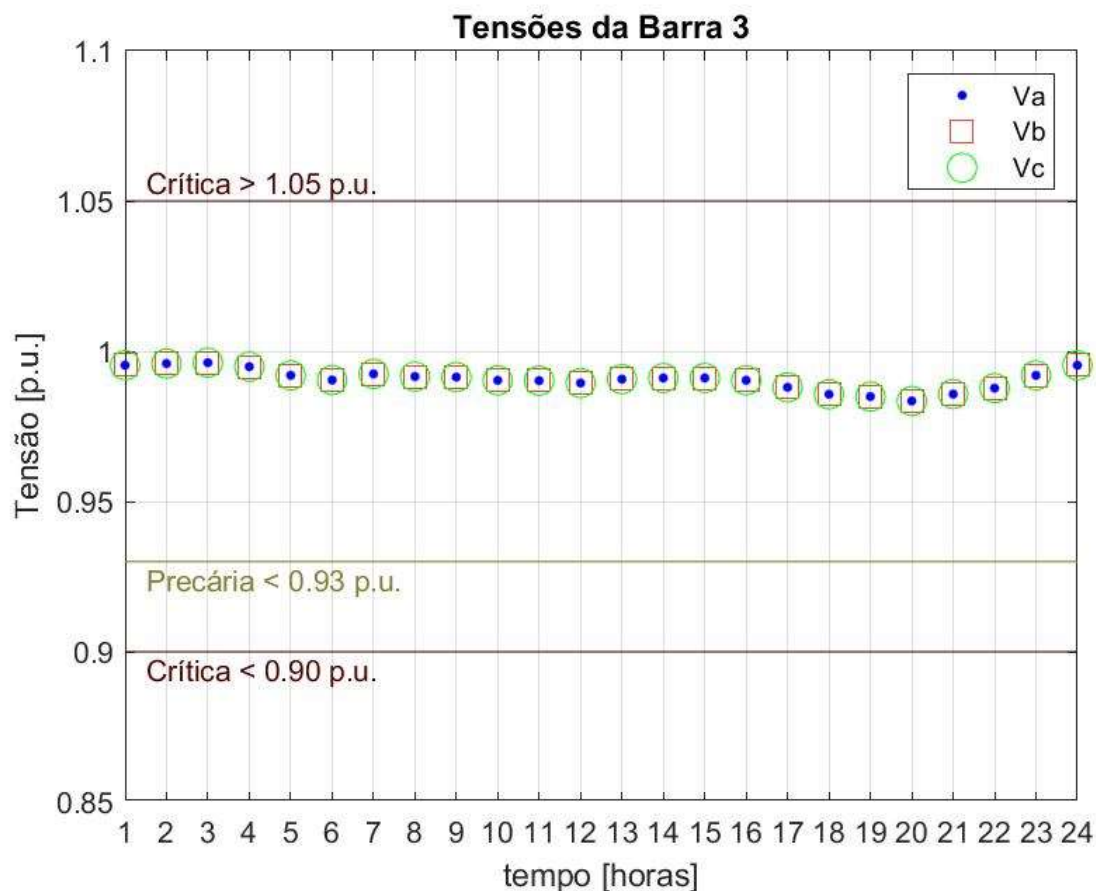
No *software OpenDSS* fez-se a modelagem de monitores de tensões das barras de Ramificação e Extremidade, o que permite exportar os valores de tensões destas barras para arquivos CSV ou mesmo plotá-las em forma de gráfico.

Utilizando o modo de operação Daily do *OpenDSS*, primeiramente fez-se a simulação do sistema Baran e Wu com suas informações gerais da rede elétrica, isto é, sem a inserção de Geração Distribuída (GD).

Para melhor manipulação dos gráficos, se preferiu utilizar um *script* do *software* MATLAB (Apêndice B), com o intuito de inserir os limites inferiores e superiores, conforme determina o Módulo 8 do PRODIST da ANEEL.

A Figura 24 apresenta os perfis das tensões nas fases da barra 3, assim como os limites inferiores e o superior para o nível de tensão.

Figura 24: Tensões nas 3 fases equilibradas da barra 3



Fonte: Autoria própria.

Conforme observado na Figura 24, todas as tensões fase-neutro da barra 3 são iguais, devido a rede elétrica ser balanceada e equilibrada. Isso vale para todas as barras.

Nos próximos itens, os dados do *OpenDSS* serão analisados somente por meio de gráficos apresentando apenas o perfil de tensão da Fase A das barras, discretizada em intervalos de 1 hora, que representará o perfil de tensão fase-neutro para as três fases do barramento trifásico equilibrado.

Utilizando *script* no MATLAB (Apêndice B) para automatizar o processo, fez-se o agrupamento das tensões com o intuito de melhorar a análise e reduzir o número

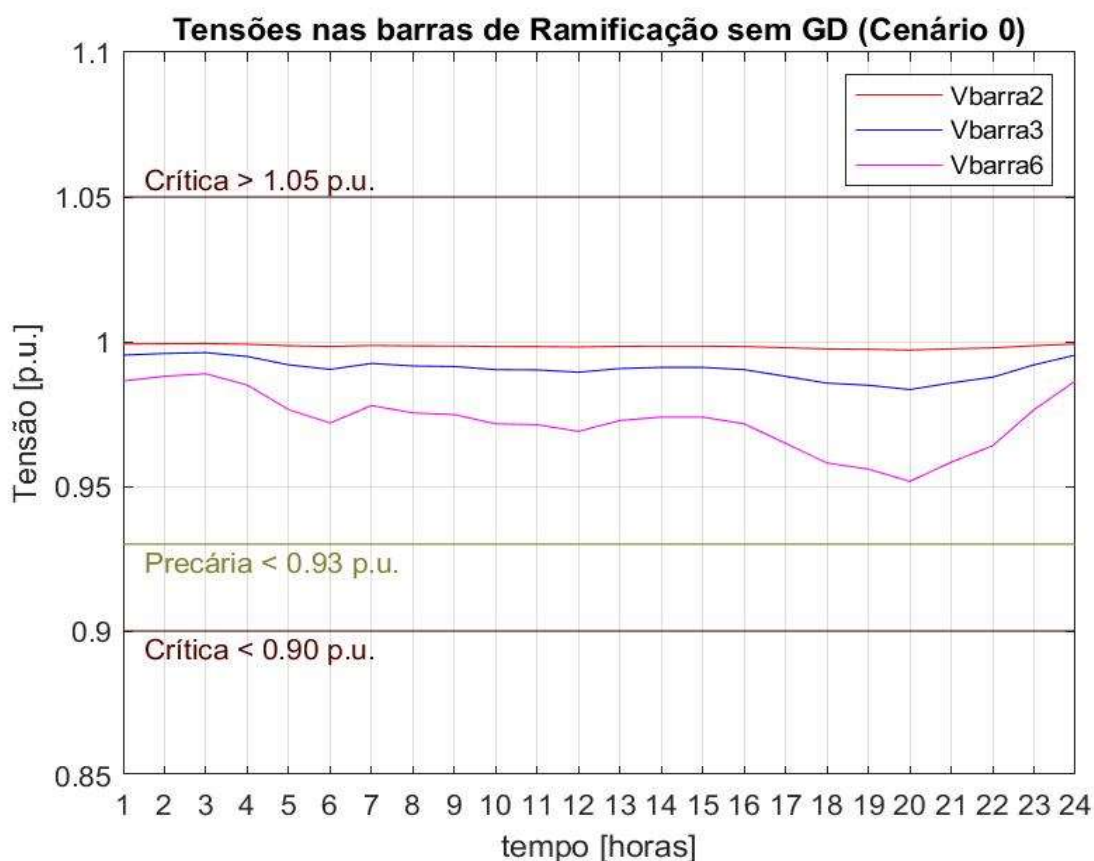
de gráficos. As curvas serão apresentadas em dois grupos já citados, que serão os seguintes:

1. Barras de Ramificação, compostas pelas Barras 2, 3 e 6;
2. Barras de Extremidade, compostas pelas Barras 18, 22, 25 e 33.

4.1.1 Simulações sem inclusão de GDs (Cenário 0)

Na Figura 25 apresentam-se os perfis das tensões nas Barras de Ramificação, Barras 2, 3 e 6 do sistema de referência sem a inserção de GDs.

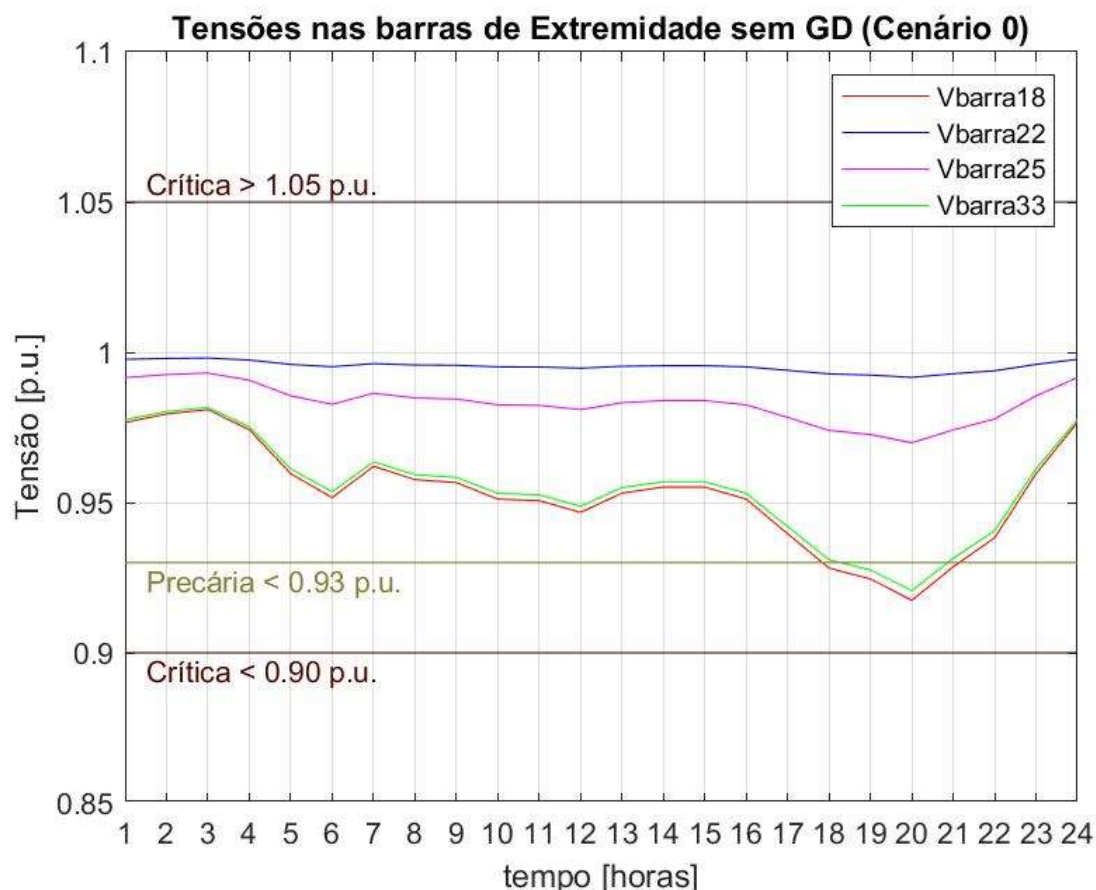
Figura 25: Tensões nas barras de Ramificação sem inserção de GDs



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 26 apresentam-se os perfis das tensões nas Barras de Extremidade, Barras 18, 22, 25 e 33 do sistema de referência sem a inserção de GDs.

Figura 26: Tensões nas barras de Extremidade sem inserção de GDs



Fonte: Autoria própria.

No gráfico da Figuras 26 é possível observar que nas barras de extremidade 18 e 33, existem momentos em que as tensões estão fora da faixa estipulada como adequada pelo módulo 8 do PRODIST. Nesta situação a concessionária que estiver operando o sistema estará sujeita a penalidades.

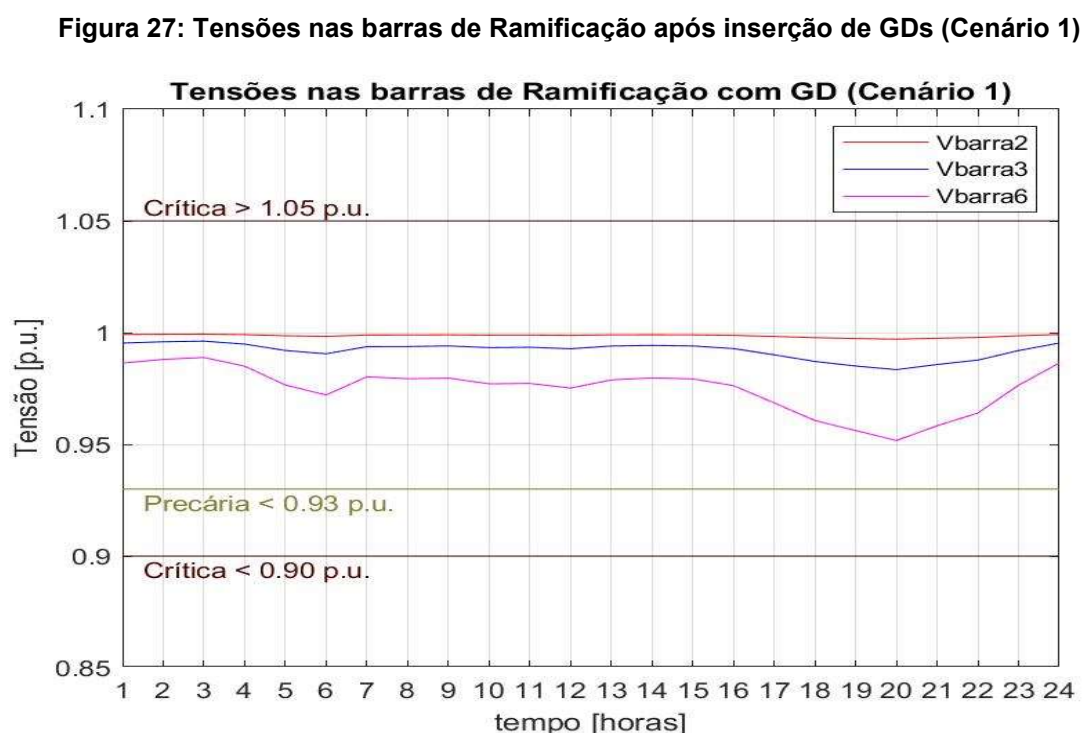
A penalidade é aplicada caso os valores dos indicadores de Duração Transgressão Precária (DRP) e Duração Transgressão Crítica (DRC) estejam fora dos limites estipulados pelo PRODIST.

Além disso, se evidencia que à medida que se afasta da barra de referência ou *slack*, tem-se barras que permanecem por mais tempo com suas tensões abaixo dos índices de qualidade de tensão.

4.1.2 Simulações com inclusão de GDs FVs para dia Ensolarado (Cenário 1)

Neste item são apresentados os gráficos com os perfis de tensão discretizados em intervalos de 1 hora das barras de Ramificação e de Extremidade, respectivamente.

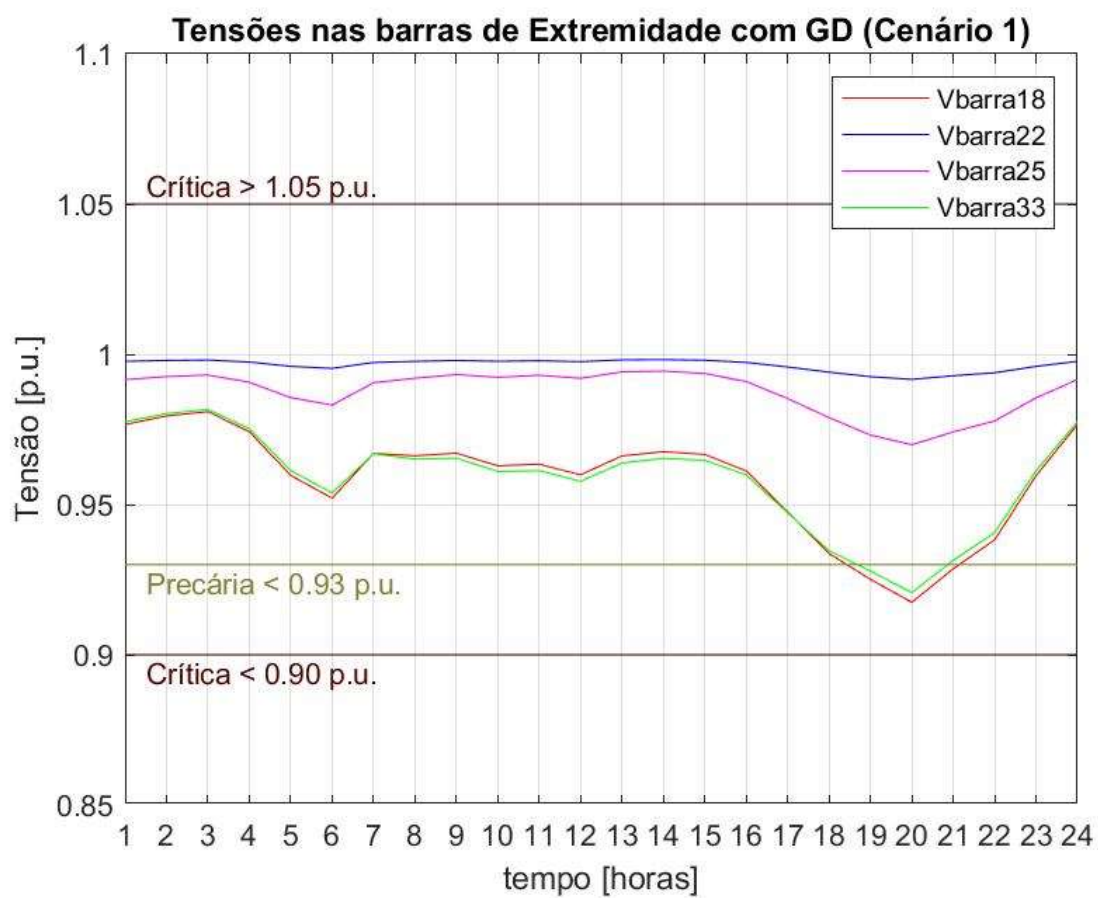
Na figura 27 é apresentado a tensão nas barras de ramificação após a inserção da Geração Distribuída Fotovoltaica para o cenário 1, que corresponde ao dia ensolarado.



Fonte: Autoria própria.

Na figura 28 podemos observar as tensões nas barras de extremidade 18, 22, 25 e 33, que após a inserção da Geração Distribuída Fotovoltaica com o cenário 1, que corresponde ao dia ensolarado, apresentou esta performance.

Figura 28: Tensões nas barras de Extremidade após inserção de GDs (Cenário 1)

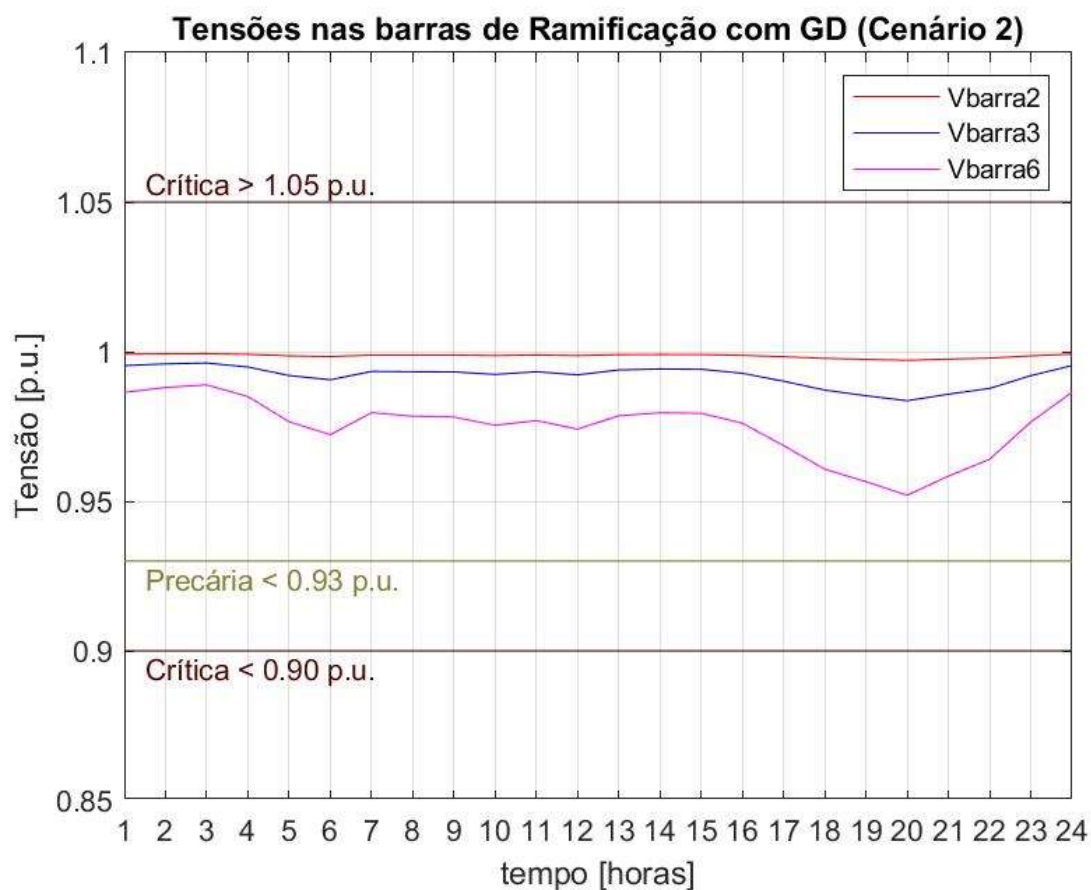


Fonte: Autoria própria.

4.1.3 Simulações com inclusão de GDs FVs dia Parcialmente Nublado (Cenário 2)

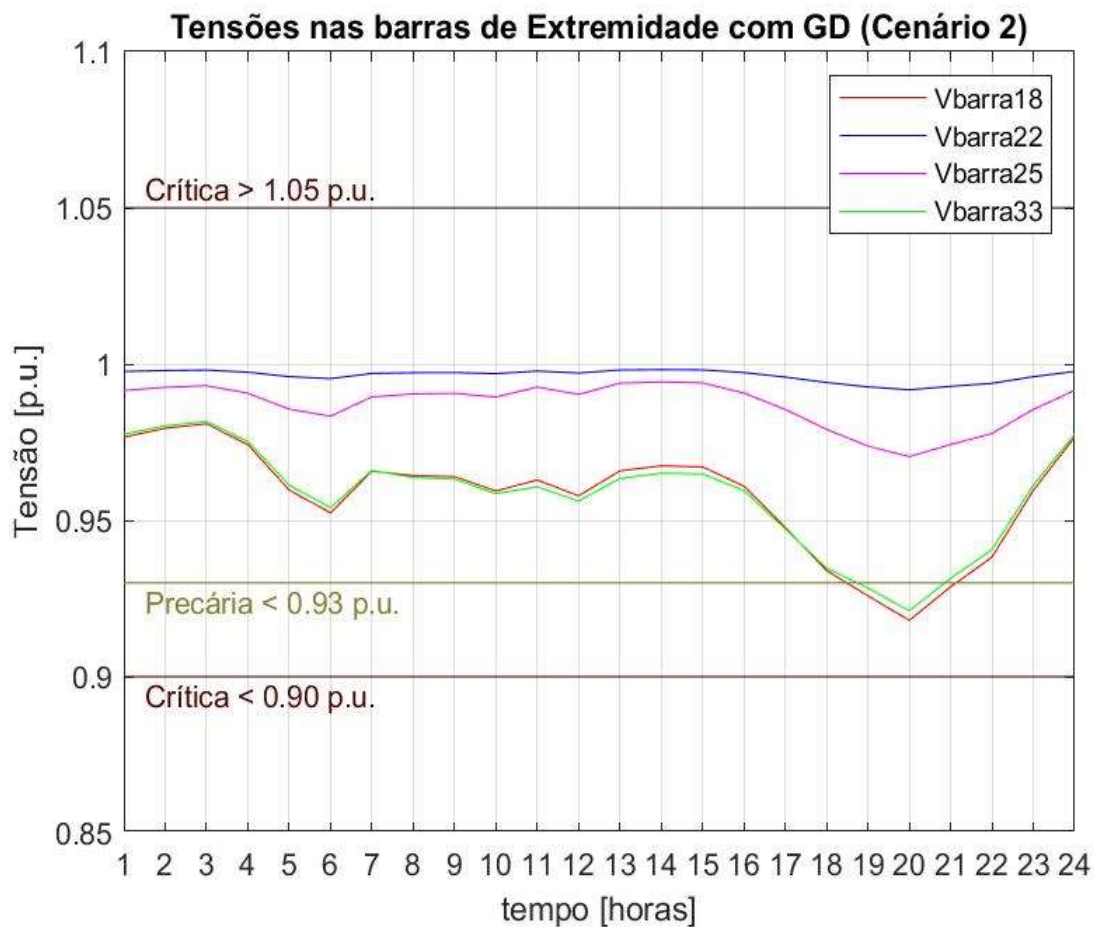
As figuras 29 e 30 apresentam os gráficos com os perfis de tensão discretizados em intervalo de 1 hora das barras de Ramificação e de Extremidade, respectivamente, com a inserção de GDs fotovoltaicas de acordo com o cenário 2 para dia parcialmente nublado.

Figura 29: Tensões nas barras de Ramificação após inserção de GDs (Cenário 2)



Fonte: Autoria própria.

Figura 30: Tensões nas barras de Extremidade após inserção de GDs (Cenário 2)

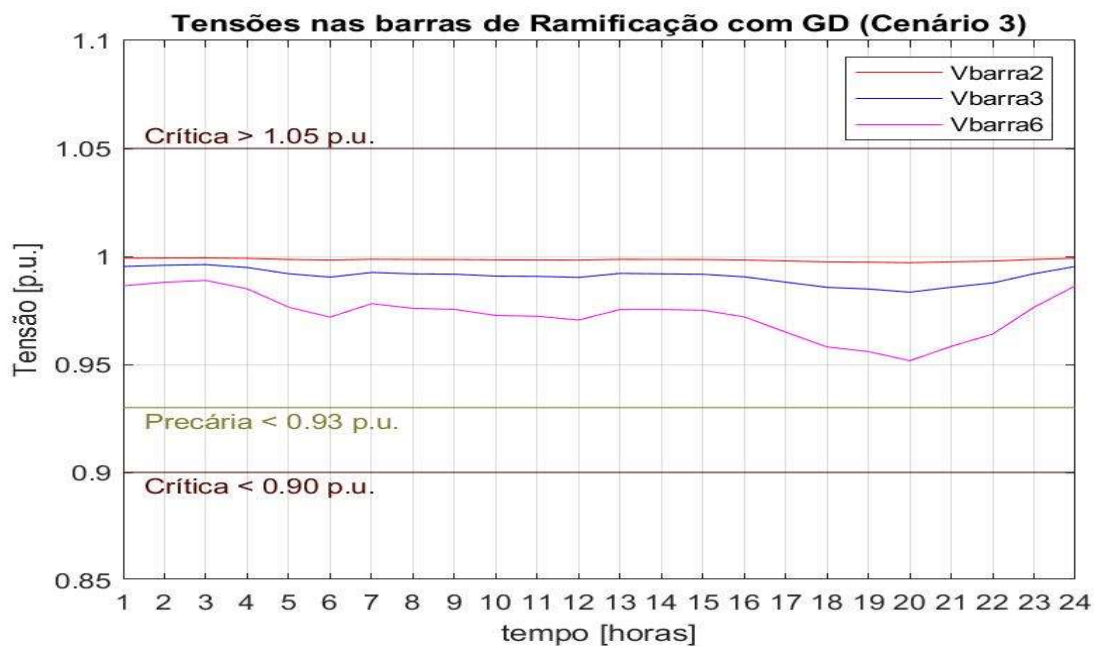


Fonte: Autoria própria.

4.1.4 Simulações com inclusão de GDs FVs para dia Nublado (Cenário 3)

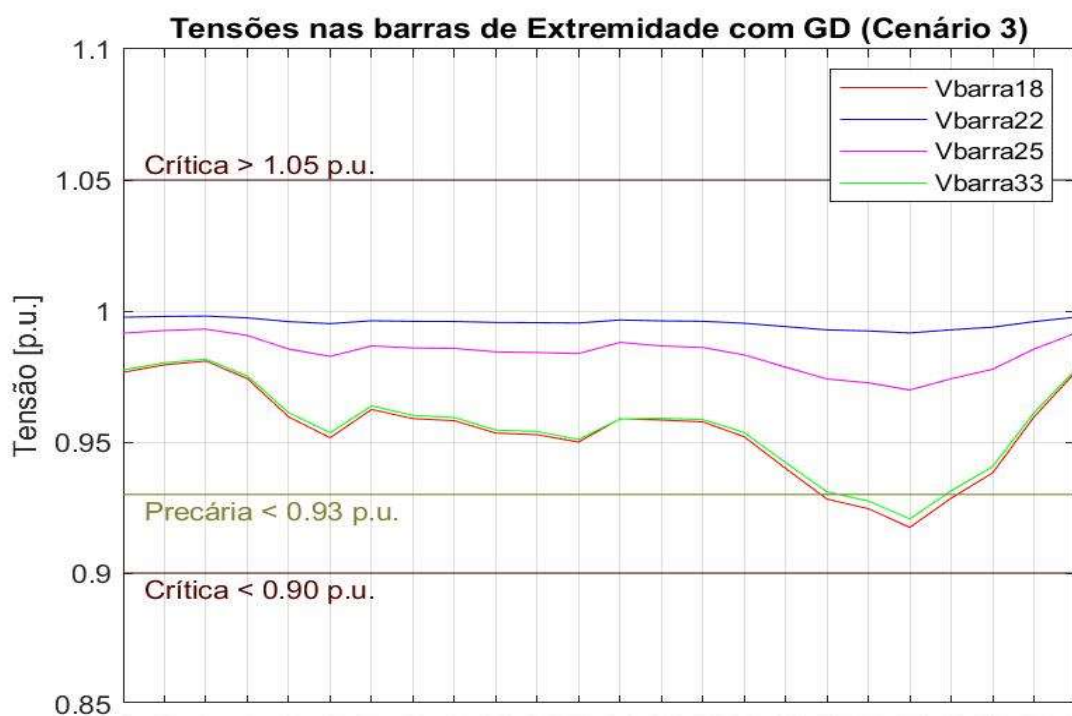
As figuras 31 e 32, apresentam os gráficos com os perfis de tensão discretizados em intervalos de 1 hora das barras de Ramificação e de Extremidade, respectivamente, com a inserção de GDs fotovoltaicas de acordo com o cenário 3 para dia nublado.

Figura 31: Tensões nas barras de Ramificação após inserção de GDs (Cenário 3)



Fonte: Autoria própria.

Figura 32: Tensões nas barras de Extremidade após inserção de GDs (Cenário 3)



Fonte: Autoria própria.

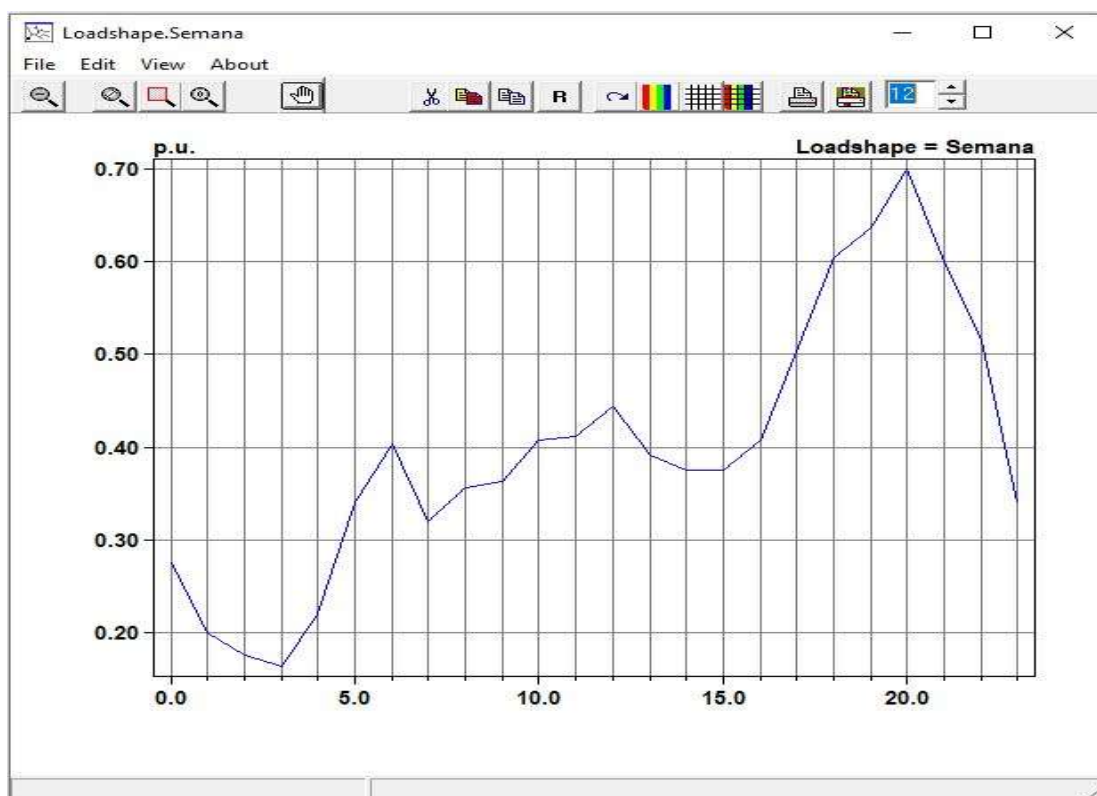
4.1.5 Simulações com inclusão de GD fotovoltaicas em todas as barras.

Para se obter uma análise complementar, criou-se o cenário 4 com o objetivo de verificar possíveis elevações no nível de tensão. Para isso, foram realizados ajustes nos dados de entrada do *software OpenDSS*, considerando as seguintes hipóteses:

1. Inserção de GD fotovoltaicas em todas as barras;
2. Perfil de geração para dia Ensolarado;
3. Nível de carregamento reduzido em todas as barras.

O perfil de consumo residencial considerado, está apresentado na figura 33 e possui seu valor máximo estabelecido em 0,70 p.u., com isso os respectivos níveis de carregamento ao longo do dia se ajustaram proporcionalmente.

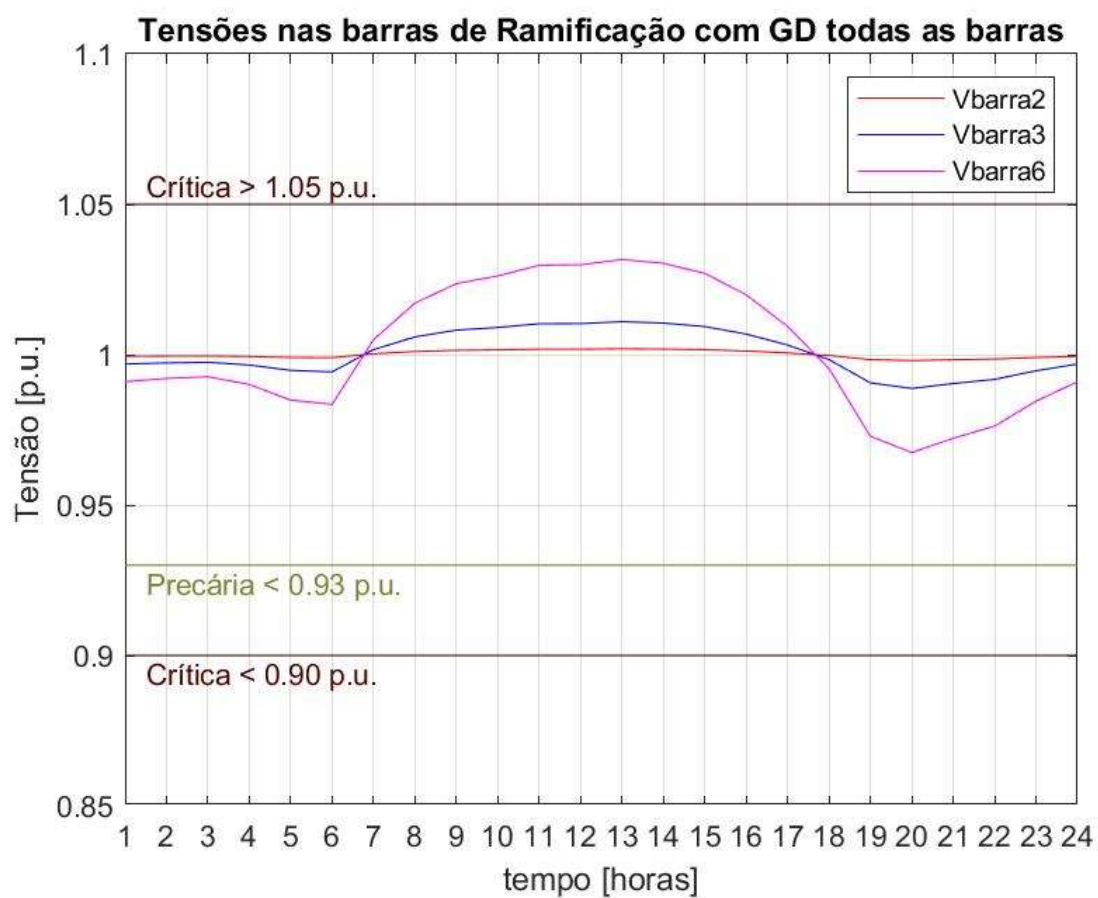
Figura 33: Curva Loadshape de consumo com carregamento reduzido



Fonte: *Software OpenDSS*.

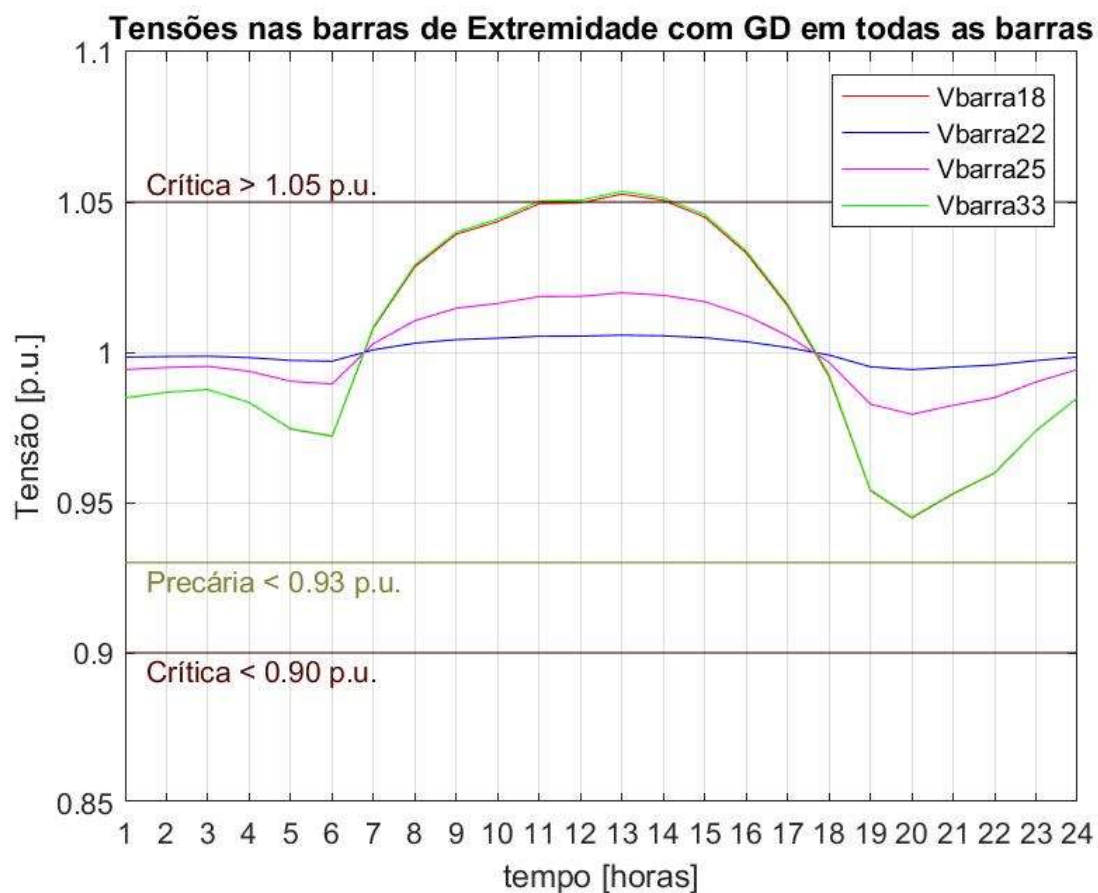
As figuras 34 e 35, apresentam os gráficos com os perfis de tensão discretizados em intervalos de 1 hora das barras de Ramificação e de Extremidade, respectivamente, considerando a inserção de GDs fotovoltaicas em todas as barras, dia ensolarado e carregamento reduzido, de acordo com o cenário 4.

Figura 34: Tensões nas barras de Ramificação, GD em todas as barras (Cenário 4)



Fonte: Autoria própria.

Figura 35: Tensões nas barras de Extremidade, GD em todas as barras (Cenário 4)



Fonte: Autoria própria.

No item 4.2 serão discutidos os resultados obtidos, comparando os efeitos no perfil de tensão em cada barra monitorada, devido a inserção de GD fotovoltaicas de acordo com os cenários apresentados.

4.2 Comparações dos Resultados

Com os resultados das simulações de todas as situações, utilizou-se o script MATLAB (Apêndice C) para montagem dos gráficos que comparam as tensões apresentadas em cada barra, nas diferentes situações simuladas no *OpenDSS*.

Nos próximos itens, serão apresentados para cada barra, um gráfico comparando os perfis de tensão para todos os casos simulados, sendo eles:

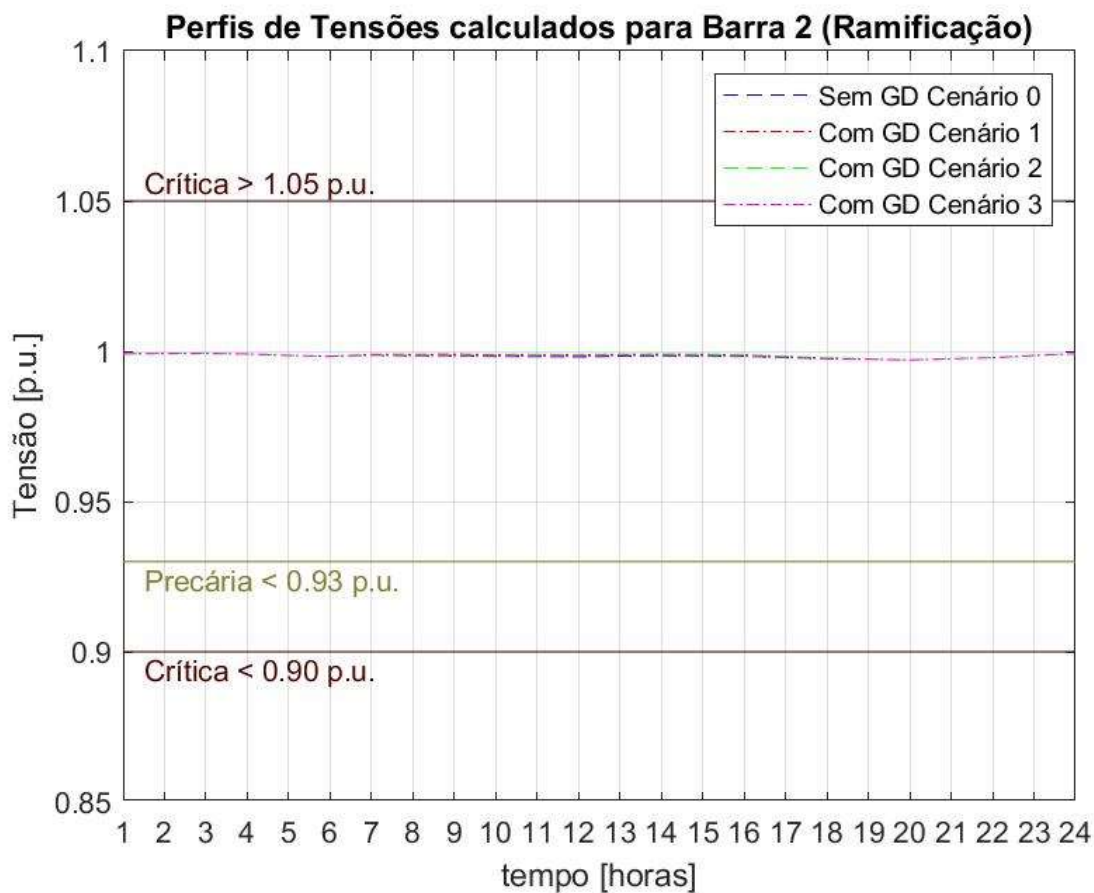
- Sem GD (Cenário 0);
- Com GD nas barras 2, 3, 6, 18, 22, 25 e 33 (Cenário 1);
- Com GD (Cenário 2);
- Com GD (Cenário 3);
- Com GD em todas as barras perfil ensolarado (Cenário 4).

4.2.1 Comparação dos Resultados nas barras de Ramificação

Os gráficos com os perfis de tensão discretizados em intervalo de 1 hora das barras de Ramificação, sendo que cada gráfico apresenta os perfis de tensão da barra, para cada situação simulada, com o propósito de se evidenciar melhor os efeitos causados.

Na Figura 36 têm-se as tensões monitoradas na Barra 2 nas diferentes situações.

Figura 36: Tensões monitoradas na Barra 2 para as diferentes simulações

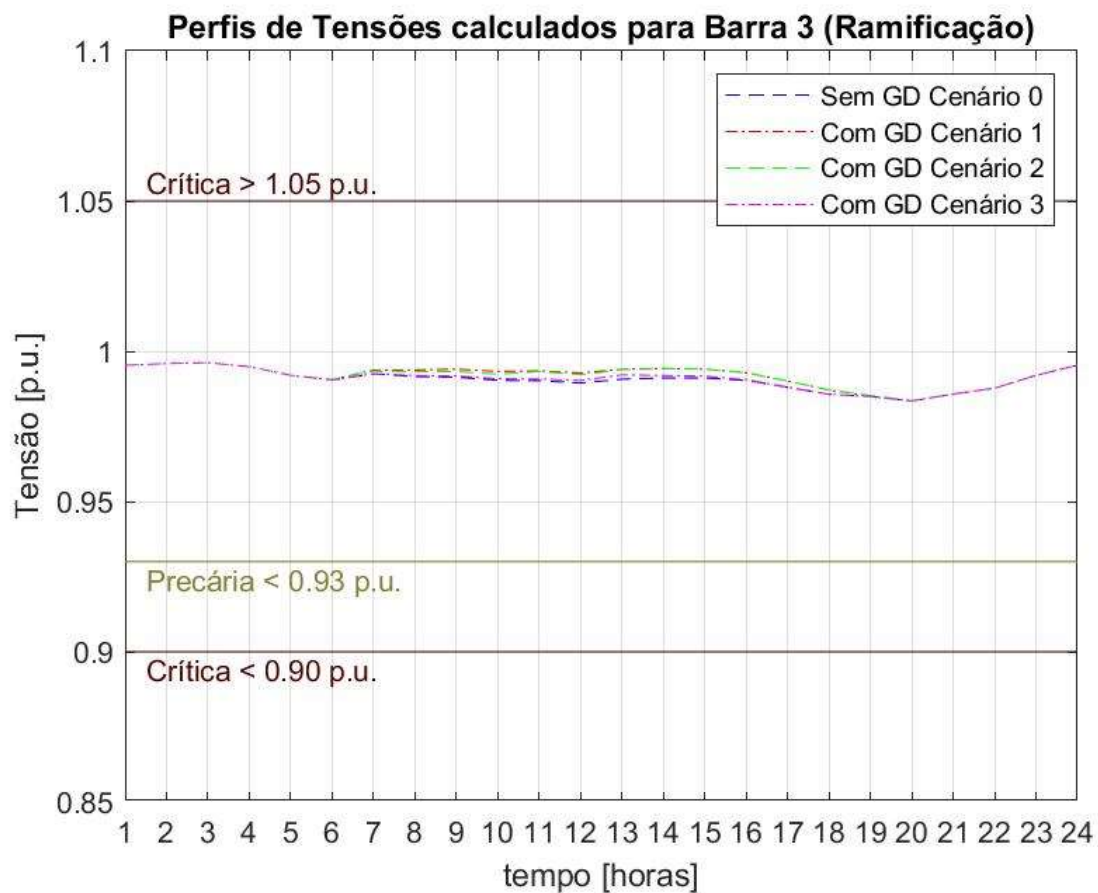


Fonte: Autoria própria.

A barra 2, que é a barra de ramificação mais próxima da subestação, observa-se por meio da simulação no OpenDss com os cenários 1, 2 e 3, que a contribuição da GD fotovoltaica no perfil da tensão durante o período das 6:00h às 19:00h, é quase imperceptível, mantendo-se durante todo o período de 24 horas dentro da faixa adequada.

Na Figura 37 têm-se as tensões monitoradas na Barra 2 nas diferentes situações

Figura 37: Tensões monitoradas na Barra 3 para as diferentes simulações

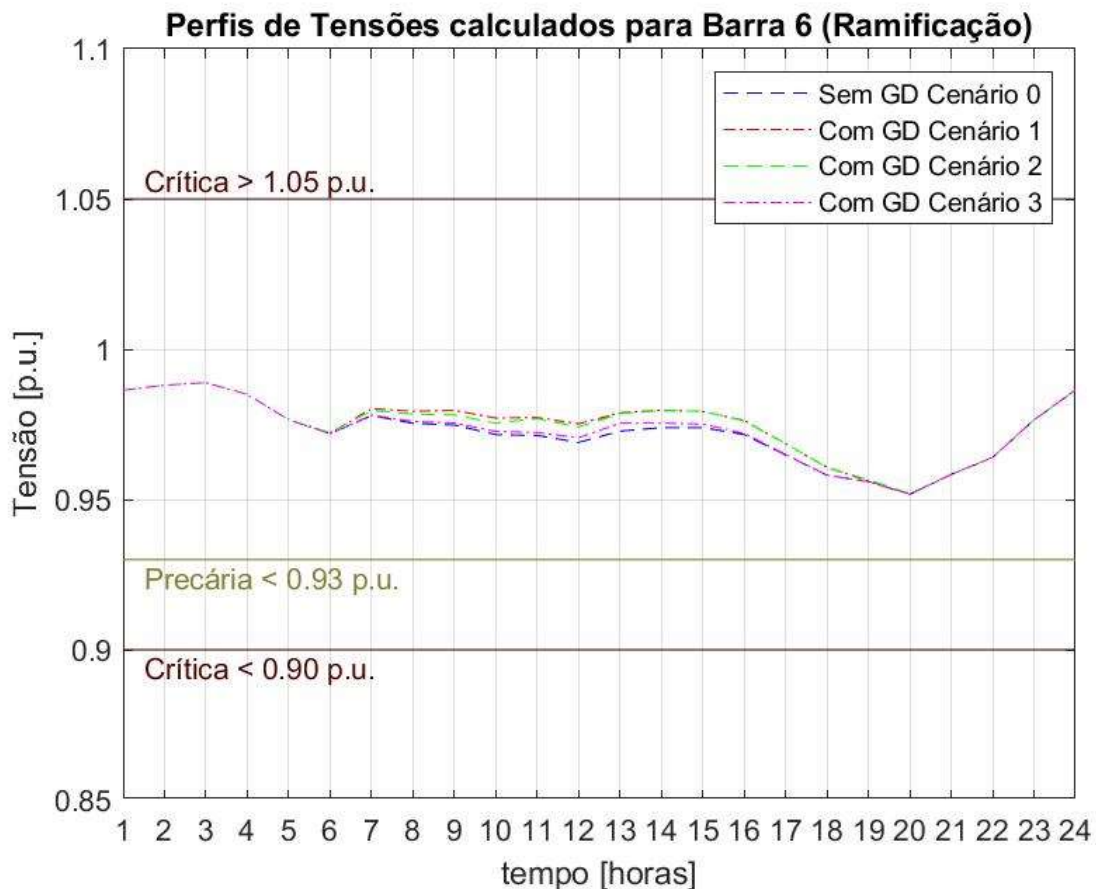


Fonte: Autoria própria.

Para a barra 3, que é uma barra de ramificação e está afastada da subestação, pode-se observar que no período de produção da geração fotovoltaica, que compreende o período das 6:00h às 19:00h, tem-se como resultado da simulação no OpenDss uma elevação no perfil de tensão para os cenários 1, 2 e 3.

Na Figura 38 têm-se as tensões monitoradas na Barra 6 para os cenários 0, 1, 2 e 3.

Figura 38: Tensões monitoradas na Barra 6 para as diferentes simulações



Fonte: Autoria própria.

A barra 6, que é uma barra de ramificação com maior distância da subestação, é possível observar que a tensão após as 18 horas passa por um afundamento do perfil de tensão devido a característica da carga.

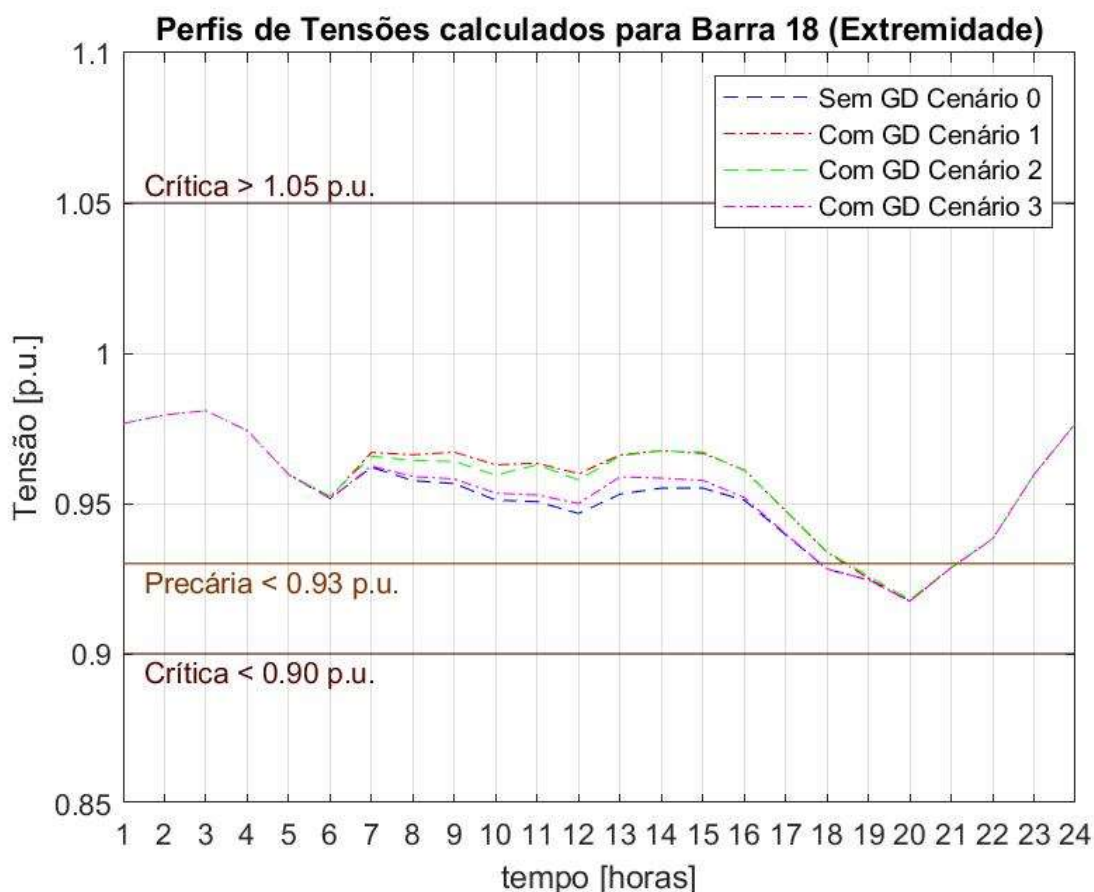
Durante o período de geração fotovoltaica, que compreende o horário das 6:00h às 19:00h, para os cenários 1 e 2 obteve-se como resultado na simulação com o OpenDss, um aumento no perfil de tensão.

4.2.2 Comparação dos Resultados nas barras de Extremidade

Nesta seção serão apresentados os gráficos com os perfis de tensão discretizados em intervalos de 1 hora das barras de Extremidade, sendo que cada gráfico apresenta os perfis de tensão apresentados na barra, para cada situação simulada, com o propósito de se evidenciar melhor os efeitos causados.

Na Figura 39 têm-se as tensões monitoradas na Barra 18 nos diferentes cenários de Geração Distribuída Fotovoltaica.

Figura 39: Tensões monitoradas na Barra 18 para as diferentes simulações



Fonte: Autoria própria.

É possível observar que durante todo o período de geração que compreende das 6:00h às 19:00h ocorreu uma melhora no perfil de tensão. Cabe destacar que das 12:00h às 16:00h, para o cenário 1 e 2, o perfil de tensão é beneficiado com as horas de maior geração.

Na barra 18, que é uma barra de extremidade e está distante da subestação, é possível observar que o perfil de tensão após às 6:00 h quando temos o início da geração fotovoltaica, o resultado apresentado na simulação do OpenDss para os cenários 1, 2 e 3 sempre se obteve um ganho.

Podemos destacar que o perfil de tensão com o cenário 1 e 2 foram os que melhor apresentaram resultados positivos durante o período de geração fotovoltaica.

Quando as 18:00 h ocorreu a mudança de faixa do perfil de tensão de adequada para precária no caso sem GD, durante a inserção das gerações fotovoltaicas o barramento manteve seu perfil de tensão na barra dentro da faixa adequada. Mostrando que com a geração distribuída fotovoltaica e com este perfil de carga obteve-se um ganho no perfil de tensão por um período, mantendo-o na faixa de tensão adequada.

Em todo o período de geração fotovoltaica foi possível observar sempre uma melhora no perfil de tensão em relação ao sistema sem a GD.

Na Figura 40 têm-se as tensões monitoradas na Barra 22 com os diferentes cenários.

Figura 40: Tensões monitoradas na Barra 22 para as diferentes simulações



Fonte: Autoria própria.

A barra de extremidade 22 tem um perfil de tensão que durante todo o período do dia está na faixa adequada, isso ocorre, pois é uma barra relativamente próxima a subestação, não sofrendo quedas significativas no perfil de tensão.

Durante o período de geração fotovoltaica, que vai das 6:00 h às 19:00 h, em todos os cenários 1, 2 e 3 simulados no OpenDss ocorreu um aumento no perfil de tensão.

Na Figura 41 têm-se as tensões monitoradas na Barra 25 nas diferentes situações.

Figura 41: Tensões monitoradas na Barra 25 para as diferentes simulações



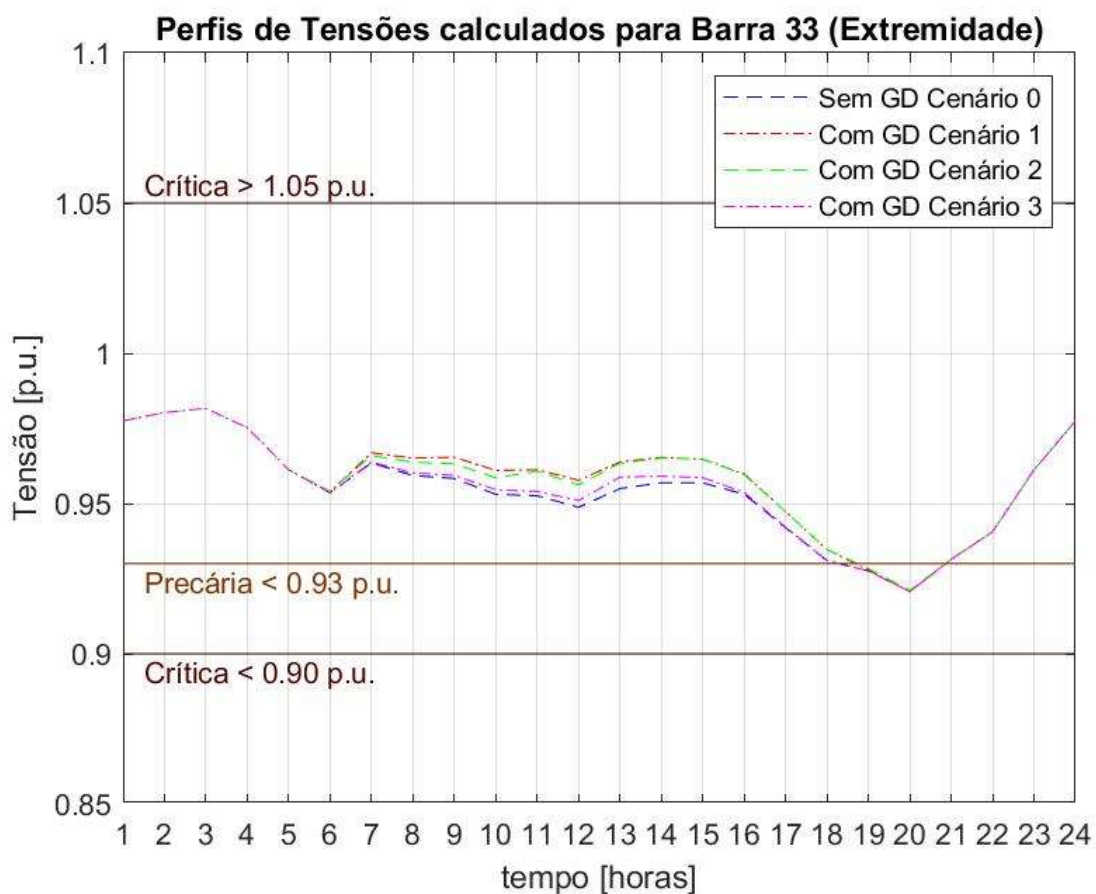
Fonte: Autoria própria.

A barra de extremidade 25 tem um perfil de tensão que durante todo o período do dia está na faixa adequada, isso ocorre porque é uma barra que se pode considerar relativamente próxima a subestação, entretanto, é possível observar variações no perfil de tensão.

Durante o período de geração fotovoltaica, que vai das 6:00 h às 19:00 h, em todos os cenários 1, 2 e 3 simulados no OpenDss observa-se um ganho no perfil de tensão, deixando-as mais afastadas do limite inferior de tensão.

Na Figura 42 têm-se as tensões monitoradas na Barra 33 nos diferentes cenários.

Figura 42: Tensões monitoradas na Barra 33 para as diferentes simulações



Fonte: Autoria própria.

A barra 33, que é uma barra de extremidade com a maior distância da subestação, observa-se que o perfil de tensão após as 4:00h passa por oscilações no perfil de tensão.

A partir das 6:00 h quando temos o início da geração fotovoltaica observa-se que o resultado da simulação do OpenDss para os cenários 1, 2 e 3 sempre se obtém um ganho no perfil da tensão.

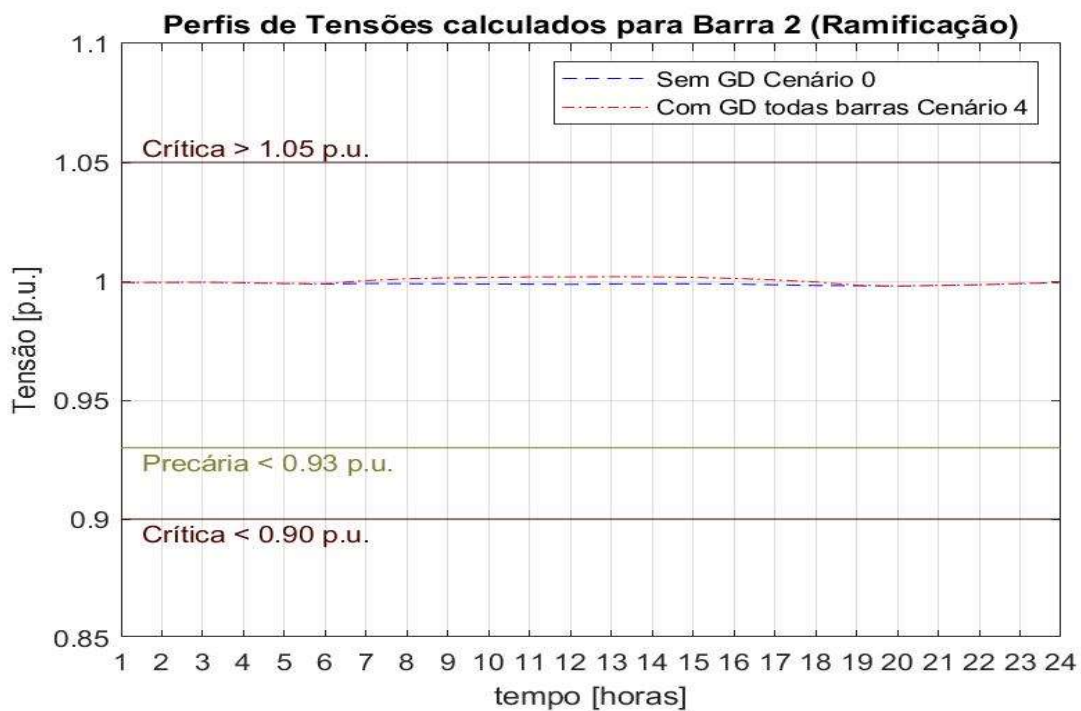
Podemos destacar que o perfil de tensão com o cenário 1, 2 e 3 para esta barra teve um comportamento semelhante de ganho ao que ocorreu na barra 18, isto ocorreu devido a distância da subestação em que ambas se encontram.

Em todo o período de geração fotovoltaica foi possível observar sempre uma melhora no perfil de tensão em relação ao sistema sem a GD.

4.2.3 Comparação dos Resultados nas barras de Ramificação com GD em todas as Barras

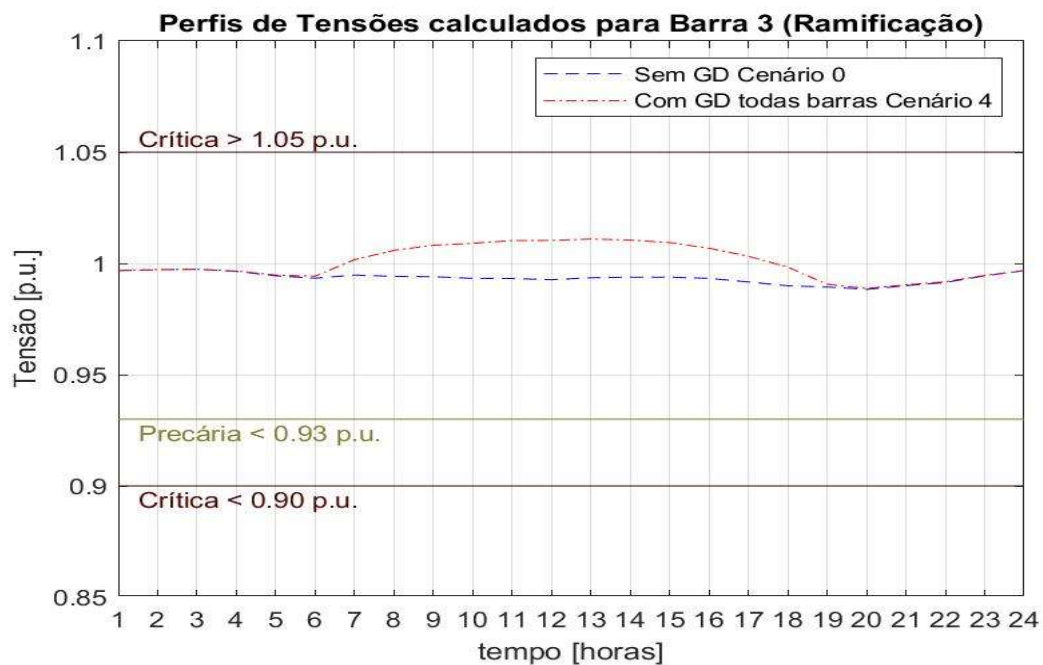
Nas figuras 43, 44 e 45 apresentaram-se os gráficos comparando os perfis de tensão para cada barra de ramificação, de acordo com a simulação dos cenários sem GD (Cenário 0) e com inserção de GD em todas as barras (Cenário 4), com o propósito de se evidenciar melhor os efeitos causados.

Figura 43: Tensões monitoradas na Barra 2 - GD todas as barras



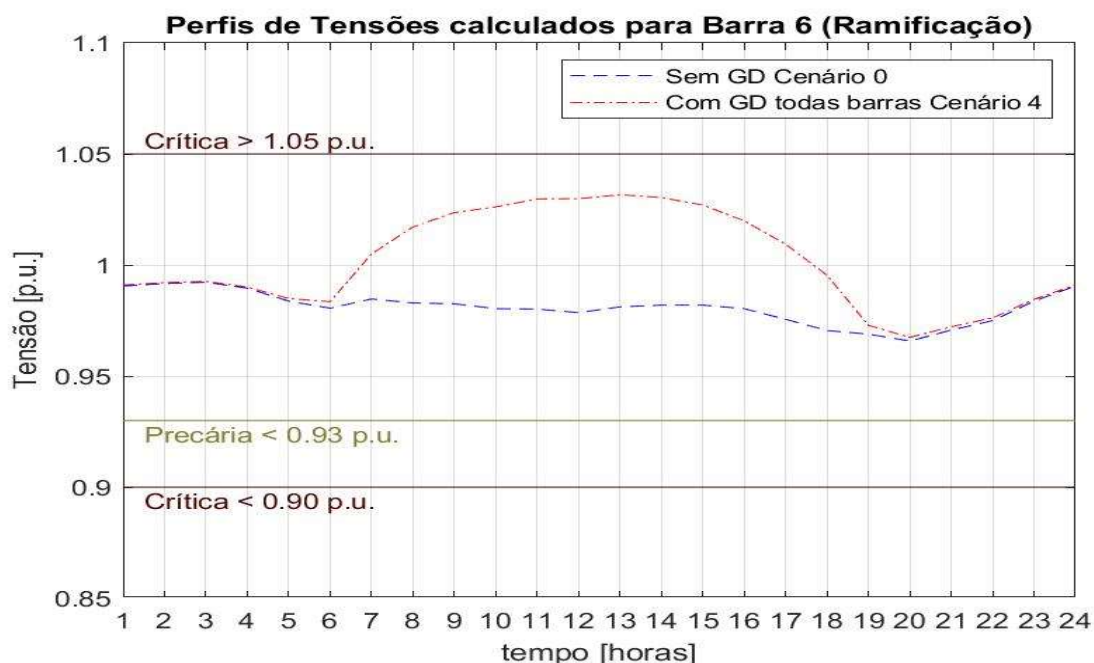
Fonte: Autoria própria.

Figura 44: Tensões monitoradas na Barra 3 - GD todas as barras



Fonte: Autoria própria.

Figura 45: Tensões monitoradas na Barra 6 - GD todas as barras



Fonte: Autoria própria.

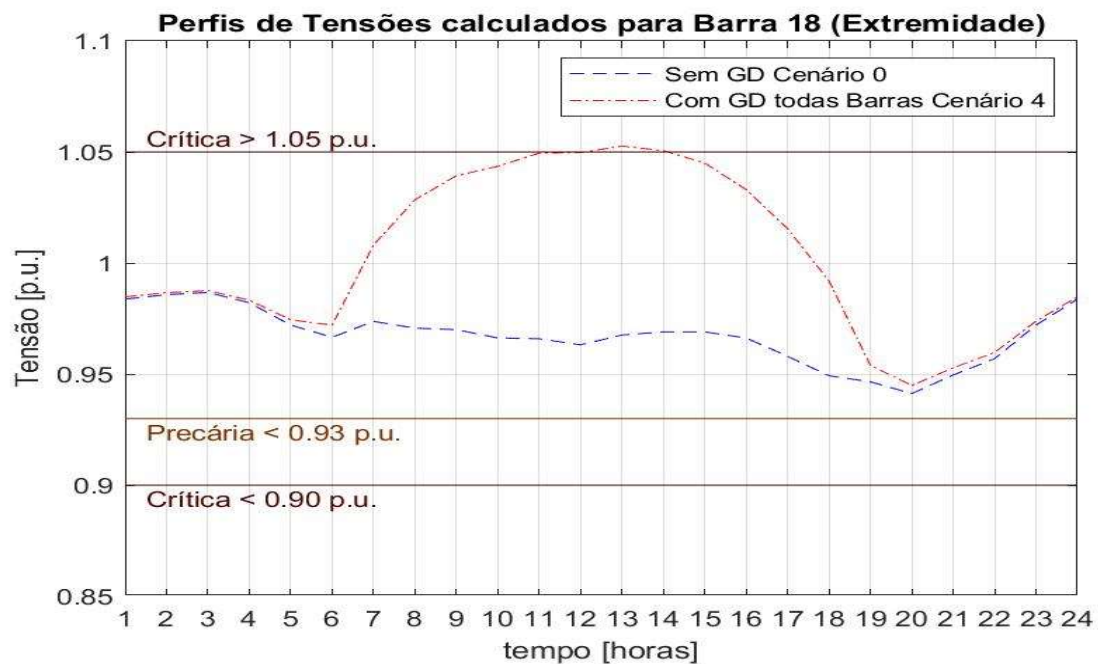
As barras de ramificação apresentaram uma elevação no perfil de tensão no período entre 7:00 h e 18:00 h, passando do limite de 1 p.u., sendo que se mostrou mais perceptível na barra 6, que é a barra de ramificação que está mais distante da subestação.

Também foi possível observar que em nenhum momento ocorreu a violação do nível superior de tensão, permanecendo durante todo o espectro dentro da faixa de adequada.

4.2.4 Comparação dos Resultados nas barras de Extremidade com GD em todas as Barras

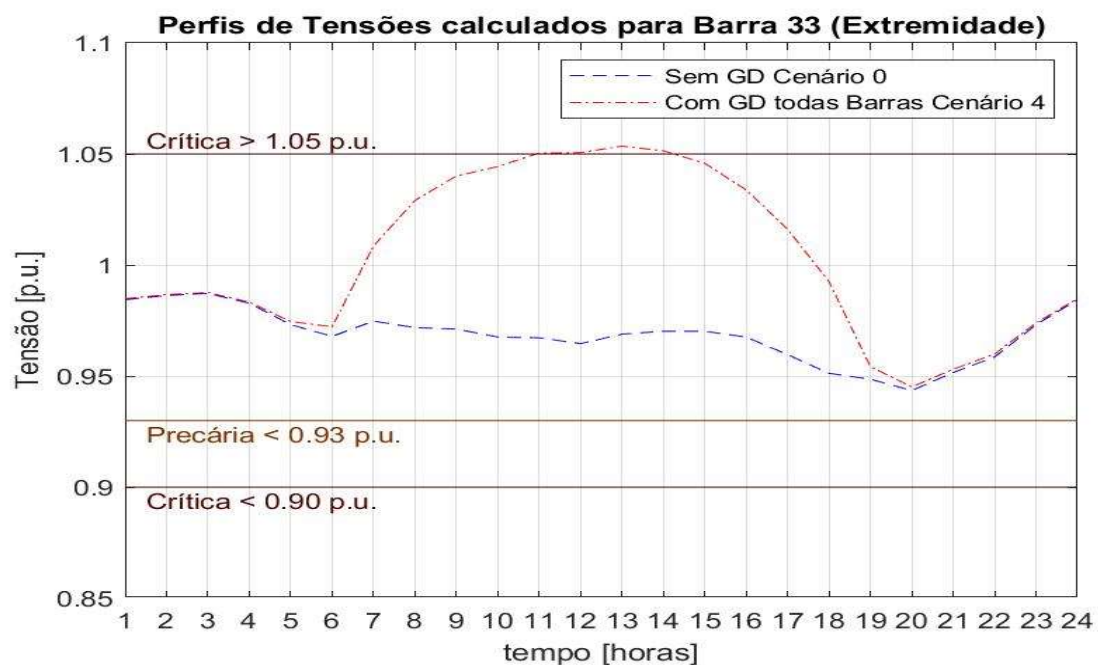
Nas figuras 46 e 47 apresentaram-se os gráficos comparando os perfis de tensão para as barras de extremidade 18 e 33, sendo considerados na simulação os cenários sem GD (Cenário 0) e com inserção de GD em todas as barras (Cenário 4), com o propósito de se evidenciar melhor os efeitos causados.

Figura 46: Tensões monitoradas na Barra 18 - GD todas as barras



Fonte: Autoria própria.

Figura 47: Tensões monitoradas na Barra 33 - GD todas as barras



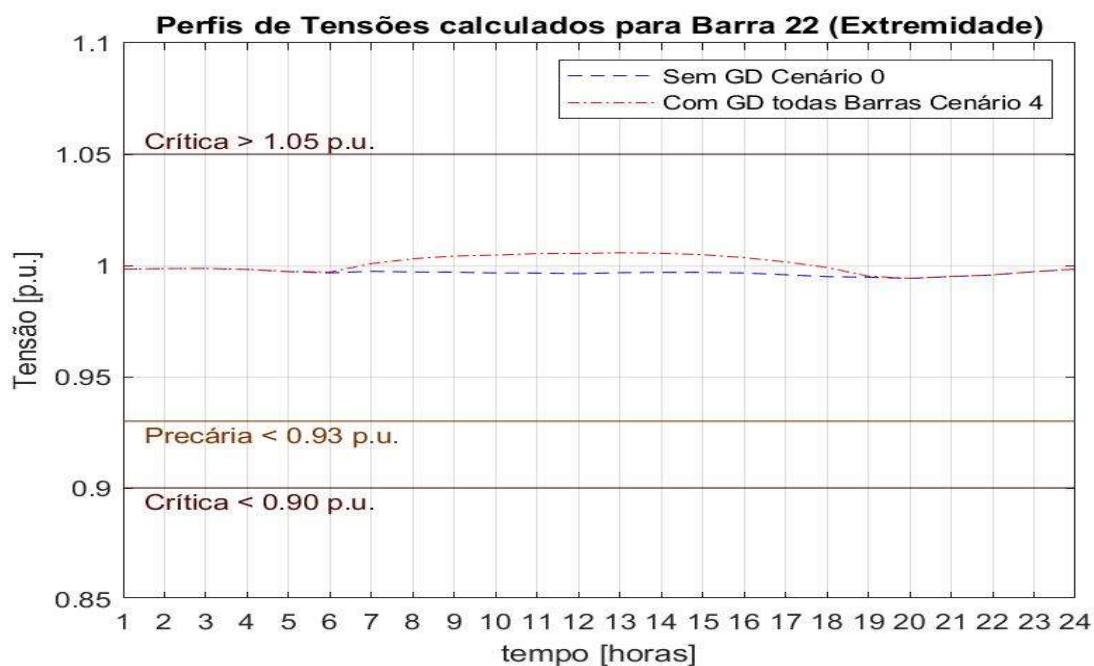
Fonte: Autoria própria.

As barras de extremidade 18 e 33, apresentaram uma elevação no perfil de tensão no período entre 7:00 h e 18:00 h, passando do limite de 1 p.u., sendo que as mesmas se encontram posicionadas o mais distante da subestação.

No período de maior geração fotovoltaica, das 12:00h às 14:00h, utilizando a curva com perfil de carregamento máximo em até 0,7 p.u., ocorreu a violação do nível superior de tensão passando de adequada para crítica.

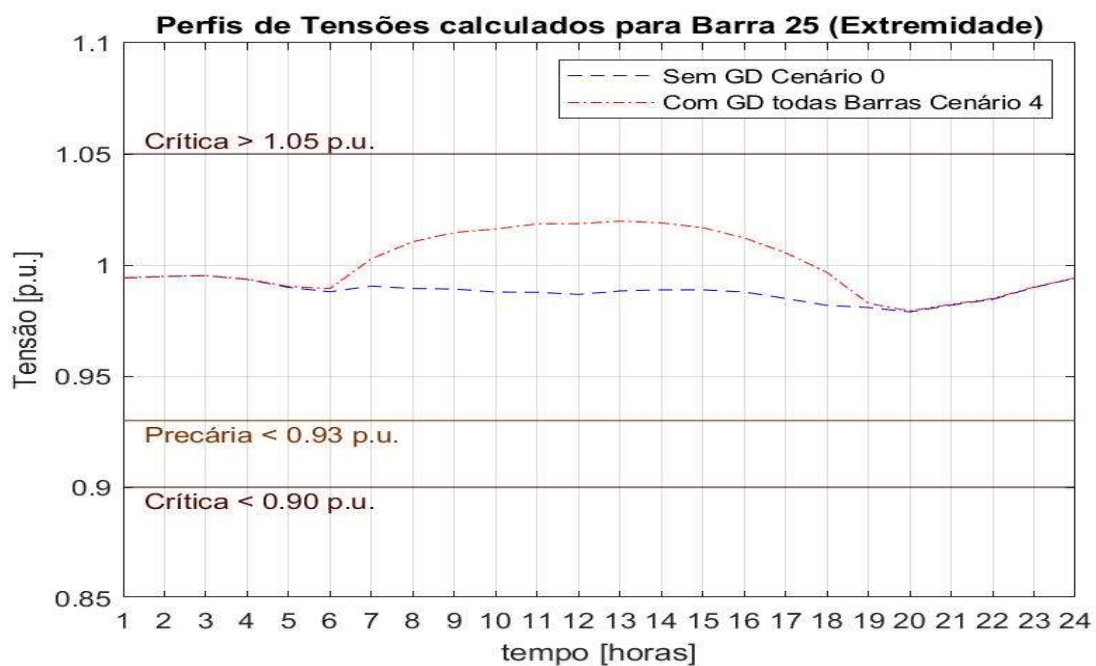
Nas figuras 48 e 49 apresentaram-se os gráficos comparando os perfis de tensão para as barras de extremidade 22 e 25, tendo em vista que são barras mais próximas da subestação se comparadas com a 18 e 33.

Figura 48: Tensões monitoradas na Barra 22 - GD todas as barras



Fonte: Autoria própria.

Figura 49: Tensões monitoradas na Barra 25 - GD todas as barras



Fonte: Autoria própria.

As barras de extremidade 22 e 25, apresentaram uma elevação no perfil de tensão no período entre 7:00 h e 18:00 h, passando do limite de 1 p.u., assim como foi observado nas barras 18 e 33. No entanto, não ocorreu a violação do nível superior de tensão, devido ao fato dessas barras estarem mais próximas da subestação.

5 CONCLUSÕES

Com o estudo realizado no decorrer deste trabalho, foi possível conhecer diferentes formas de Geração Distribuídas (GD) atualmente reconhecidas pela ANEEL, assim como a que mais tem crescido em potência instalada, que é a do tipo Fotovoltaica.

Os procedimentos adotados para realização da análise proposta, permitiu a introdução ao ambiente de desenvolvimento *OpenDSS*, que é um *software* livre e apresentou resultados compatíveis com a literatura, além de oferecer uma grande quantidade de recursos para simulações de Sistemas de Potência.

Foi possível observar nos resultados obtidos através das simulações, que o impacto com as GDs do tipo fotovoltaica injetadas no sistema de distribuição, são mais significativos em dias ensolarados, se comparados a dias parcialmente nublado e nublado.

O cenário 1 de simulação, que considera a inserção de GD fotovoltaica em 7 das 33 barras com dia ensolarado, foi o que apresentou melhor desempenho, melhorando o perfil de tensão do sistema no horário compreendido entre 06:00 e 19:00 horas. Porém quando no cenário 4, no qual se colocou geração distribuída em todas as barras, havendo a diminuição no consumo observou-se que ocorreu no sistema violação no nível superior de tensão passando de adequada para crítica, causando impactos negativos no SEP.

Nas simulações realizadas, foi possível observar a diminuição dos níveis de tensão em barras mais distantes da subestação. Percebeu-se que as barras 18 e 33 do sistema Baran e Wu, que são as mais distantes da subestação, apresentaram perfis de tensão com menores valores sem a inserção de GD, mas também foram as que mais tiveram impactos com a inserção de GDs fotovoltaicas.

Neste trabalho, quando se utilizou um perfil do consumidor com carregamento máximo em 1 p.u. e geração distribuída fotovoltaica nas barras de ramificação e

extremidade, obteve-se um cenário positivo para o perfil da tensão. Entretanto, quando se considerou GD fotovoltaica em todas as barras, em dia ensolarado e se reduziu o carregamento máximo para 0,7 p.u., observou-se a ocorrência de violação do nível superior de tensão.

O estudo proposto demonstrou, por meio de simulações, que a implantação de GD fotovoltaica operando de forma intermitente em uma rede de distribuição, apesar de causar elevação nos níveis de tensão podendo adequá-la em certos momentos, não é suficiente para manter o perfil de tensão na faixa de adequada permanentemente e que na hipótese de um SEP possuir muitas unidades de GD fotovoltaica, pode haver impactos negativos no que diz respeito a sobretensão nos barramentos.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA BRASIL. **Governo lança programa para estimular geração pelos consumidores.** Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/geral/noticia/2015-12/governo-lanca-programa-para-estimular-geracao-de-energia-pelos-consumidores>. Acesso em 28 out 2020.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Despacho e Geração.** Disponível em: http://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_type=content&_101_viewMode=view&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=despacho-de-geracao. Acesso em 21 abr 2019.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482.** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em 17 abr 2019.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST.** Módulos 1 ao 11. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/prodist>. Acesso em 29 out, 2018.

BARROS C. M. V.¹, MOTA W. S.², BARROS, P. R.², BARROS L. S.³. **MPPT de sistemas de conversão de energia eólica baseados em PMSG usando controle preditivo.** Universidade Federal da Paraíba¹, Universidade Federal de Campina Grande², Universidade Federal do Rio Grande³.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>. Acesso em 26 jul, 2018.

CHAPMAN, J. Stephen. **Fundamentos de Máquinas Elétricas 5ª Ed.** 2013. São Paulo: AMGH.

COPEL - Companhia Paranaense de Energia. **Tarifas de energia da COPEL, 2018.** Disponível em: <https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2F5d546c6fdeabc9a1032571000064b22e%2Fb2f4a2f0687eb6cf03257488005939b9>. Acessado em: 02 abr. 2019.

CRESESB - Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. **Potencial Energético Brasileiro.** Disponível em <http://www.cresesb.cepel.br/>. Acessado em 25 Abr. 2019.

DOE- DEPARTAMENTO DE ENERGIA DOS ESTADOS UNIDOS. **The Potential Benefits of Distributed Generation and the Rate-Related Issues That May Impede**

Its Expansion - Report Pursuant to Section 1817 of the Energy Policy Act of 2005, 2007. Disponível em: [https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/Documentsand Media/1817_ Report_ final.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/Documentsand%20Media/1817_Report_final.pdf). Acessado em: 20 abr. 2019.

DURCE C. Carolina. **Normalização complexa e cálculo de fluxo de potência para sistemas elétricos emergentes.** 2012. Universidade Federal do Paraná.

EIA – ENERGY INTERNATIONAL AGENCY. **Energy Storage.** Disponível em: <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/energystorage/>. Acessado em: 12 jul. 2018.

UMANS D. Stephen. **Máquinas Elétricas de Fitzgerald e Kingsley 7ª Ed.** 2014. São Paulo: AMGH.

IEEE 1547.2-2008 – IEEE Application Guide for IEEE Std 1547 TM, **IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems,** Abr. 2009.

KREITH, F.; GOSWAMI, D. Y. **Energy Efficiency and Renewable Energy.** Editora CRC Press Taylor & Francis Group, 2007.

LATHEEF, A., NEGNEVITSKY, M., KASHEM, M., PERERA, S. **Present Understanding of the Impact of Distributed Generation on Power Quality.** IEEE: Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC'08), 2008.

LAZZARETTI, A. E., COSTA, C. H., Rodrigues, M. P., YAMADA, G. D., LEXINOSKI, G., MORITZ, G. L., OROSKI, E., GOES, R. E., LINHARES, R. R., STADZISZ, P. C. OMORI, J. S., SANTOS, R. B. **A Monitoring System for Online Fault Detection and Classification in Photovoltaic Plants,** 2020. LIT – Laboratório de Inovação e Tecnologia em Sistemas Embarcados e de Energia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

LIMA, F. P. A.; MINUSSI, C. R. **Análise de distúrbios de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica usando o algoritmo de seleção negativa,** 2012. FAPESP - Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo.

MME – Ministério de Minas e Energia. **PDE 2026.** Disponível em: [http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/PDE2026_ versao_para_publicacao_08dez2017.pdf/f5d8f999-566d-4f5b-9167-d80b6ea8924e](http://www.mme.gov.br/documents/10584/0/PDE2026_versao_para_publicacao_08dez2017.pdf/f5d8f999-566d-4f5b-9167-d80b6ea8924e). Acesso em: 23 nov. 2019.

MONTICELLI, A. **Fluxo de Carga em Rede de Energia Elétrica.** 1983. São Paulo: Edgar Blücher Ltda.

PINTO, M. O. **Energia Elétrica. Geração, transmissão e sistemas interligados.** – 1ª ed. Rio de Janeiro. Editora LTC, 2014.

THONG,V.V., DRIESEN, J., BELMANS, R. **Power quality and voltage stability of distribution system with distributed energy resources**. International Journal of Distributed Energy Resources, ISSN 1614-7138, Volume 1 Number 3. Editora: Technology & Science Publishers, Kassel, Alemanha, 2005.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica**. São Paulo, 2013. Editora Érica.

STANKIEWICZ, L. A.¹, BUERGER R.², REITER R. A.², PÉRES A.². **Estudo Comparativo de Técnicas de Rastreamento de Máxima Potência para Geração de Energia Solar Fotovoltaica**. Universidade Regional Integrada – Erechim¹, Universidade Regional de Blumenau (FURB)².

Apêndices

APÊNDICE A – Código OpenDSS Sistemas IEEE 33 Barras com GD Fotovoltaica

Neste apêndice se apresenta o código elaborado para simulação do modelo de 33 barras com inclusão de GD fotovoltaica no software OpenDSS.

```

Clear

//Definindo circuito
New Circuit.ieee33 basekv=12.66 mvasc3=100000 pu=1.0 Bus=Barra1 ! Tensão de base de 12,66kV e Potencia trifásica de 100MW

//Definindo as linhas no sistema, linhas simétricas para sistema balanceado (somente componentes de sequência positiva).
New Line.Linha1 bus1=Barra1 bus2=Barra2 r1=0.0922 x1=0.047 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha2 bus1=Barra2 bus2=Barra3 r1=0.493 x1=0.2511 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha3 bus1=Barra3 bus2=Barra4 r1=0.366 x1=0.1864 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha4 bus1=Barra4 bus2=Barra5 r1=0.3811 x1=0.1941 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha5 bus1=Barra5 bus2=Barra6 r1=0.819 x1=0.707 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha6 bus1=Barra6 bus2=Barra7 r1=0.1872 x1=0.6188 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha7 bus1=Barra7 bus2=Barra8 r1=0.7114 x1=0.2351 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha8 bus1=Barra8 bus2=Barra9 r1=1.03 x1=0.74 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha9 bus1=Barra9 bus2=Barra10 r1=1.044 x1=0.74 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha10 bus1=Barra10 bus2=Barra11 r1=0.1966 x1=0.065 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha11 bus1=Barra11 bus2=Barra12 r1=0.3744 x1=0.1238 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha12 bus1=Barra12 bus2=Barra13 r1=1.468 x1=1.155 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha13 bus1=Barra13 bus2=Barra14 r1=0.5416 x1=0.7129 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha14 bus1=Barra14 bus2=Barra15 r1=0.591 x1=0.526 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha15 bus1=Barra15 bus2=Barra16 r1=0.7463 x1=0.545 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha16 bus1=Barra16 bus2=Barra17 r1=1.289 x1=1.721 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha17 bus1=Barra17 bus2=Barra18 r1=0.732 x1=0.574 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha18 bus1=Barra2 bus2=Barra19 r1=0.164 x1=0.1565 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha19 bus1=Barra19 bus2=Barra20 r1=1.5042 x1=1.3554 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha20 bus1=Barra20 bus2=Barra21 r1=0.4095 x1=0.4784 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha21 bus1=Barra21 bus2=Barra22 r1=0.7089 x1=0.9373 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha22 bus1=Barra3 bus2=Barra23 r1=0.4512 x1=0.3083 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha23 bus1=Barra23 bus2=Barra24 r1=0.898 x1=0.7091 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha24 bus1=Barra24 bus2=Barra25 r1=0.896 x1=0.7011 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha25 bus1=Barra6 bus2=Barra26 r1=0.203 x1=0.1034 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha26 bus1=Barra26 bus2=Barra27 r1=0.2842 x1=0.1447 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha27 bus1=Barra27 bus2=Barra28 r1=1.059 x1=0.9337 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha28 bus1=Barra28 bus2=Barra29 r1=0.8042 x1=0.7006 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha29 bus1=Barra29 bus2=Barra30 r1=0.5075 x1=0.2585 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha30 bus1=Barra30 bus2=Barra31 r1=0.9744 x1=0.963 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha31 bus1=Barra31 bus2=Barra32 r1=0.3105 x1=0.3619 phases=3 baseFreq=60
New Line.Linha32 bus1=Barra32 bus2=Barra33 r1=0.341 x1=0.5302 phases=3 baseFreq=60

New energymeter.medidor element=line.linha1 terminal=1

//LoadShapes
New LoadShape.Semana npts=24 interval=0 !LoadShape em que se utiliza arquivo externo csv com coluna de horas inclusa.
~ csvfile=Loadshape_Semana24h.csv
//plot Loadshape Object=Semana !Comando para plotar

New LoadShape.Ensolarado npts=24 interval=0 !LoadShape em que se utiliza arquivo externo csv com coluna de horas inclusa.
~ csvfile=Dia_ensolarado.csv
//plot Loadshape Object=Ensolarado !Comando para plotar

New LoadShape.ParcNublado npts=24 interval=0 !LoadShape em que se utiliza arquivo externo csv com coluna de horas inclusa.
~ csvfile=Parciamente_Nublado.csv
//plot Loadshape Object=ParcNublado !Comando para plotar

New LoadShape.Nublado npts=24 interval=0 !LoadShape em que se utiliza arquivo externo csv com coluna de horas inclusa.
~ csvfile=Nublado.csv
//plot Loadshape Object=Nublado !Comando para plotar

```

APÊNDICE A – Código OpenDSS Sistemas IEEE 33 Barras com GD Fotovoltaica

```
//Definindo as as cargas do tipo loadshape no sistema
New Load.Carga2 phases=3 bus1=Barra2 kv=12.66 kW=100 kVA=60 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga3 phases=3 bus1=Barra3 kv=12.66 kW=90 kVA=40 model=1 conn=weye daily = semana !Barra de ramificação
New Load.Carga4 phases=3 bus1=Barra4 kv=12.66 kW=120 kVA=80 model=1 conn=weye daily = semana !Barra de ramificação
New Load.Carga5 phases=3 bus1=Barra5 kv=12.66 kW=60 kVA=30 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga6 phases=3 bus1=Barra6 kv=12.66 kW=60 kVA=20 model=1 conn=weye daily = semana !Barra de ramificação
New Load.Carga7 phases=3 bus1=Barra7 kv=12.66 kW=200 kVA=100 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga8 phases=3 bus1=Barra8 kv=12.66 kW=200 kVA=100 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga9 phases=3 bus1=Barra9 kv=12.66 kW=60 kVA=20 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga10 phases=3 bus1=Barra10 kv=12.66 kW=60 kVA=20 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga11 phases=3 bus1=Barra11 kv=12.66 kW=45 kVA=30 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga12 phases=3 bus1=Barra12 kv=12.66 kW=60 kVA=35 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga13 phases=3 bus1=Barra13 kv=12.66 kW=60 kVA=35 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga14 phases=3 bus1=Barra14 kv=12.66 kW=120 kVA=80 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga15 phases=3 bus1=Barra15 kv=12.66 kW=60 kVA=10 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga16 phases=3 bus1=Barra16 kv=12.66 kW=60 kVA=20 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga17 phases=3 bus1=Barra17 kv=12.66 kW=60 kVA=20 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga18 phases=3 bus1=Barra18 kv=12.66 kW=90 kVA=40 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga19 phases=3 bus1=Barra19 kv=12.66 kW=90 kVA=40 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga20 phases=3 bus1=Barra20 kv=12.66 kW=90 kVA=40 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga21 phases=3 bus1=Barra21 kv=12.66 kW=90 kVA=40 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga22 phases=3 bus1=Barra22 kv=12.66 kW=90 kVA=40 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga23 phases=3 bus1=Barra23 kv=12.66 kW=90 kVA=50 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga24 phases=3 bus1=Barra24 kv=12.66 kW=420 kVA=200 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga25 phases=3 bus1=Barra25 kv=12.66 kW=420 kVA=200 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga26 phases=3 bus1=Barra26 kv=12.66 kW=60 kVA=25 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga27 phases=3 bus1=Barra27 kv=12.66 kW=60 kVA=25 model=1 conn=weye daily = semana !Barra de ramificação
New Load.Carga28 phases=3 bus1=Barra28 kv=12.66 kW=60 kVA=20 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga29 phases=3 bus1=Barra29 kv=12.66 kW=120 kVA=70 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga30 phases=3 bus1=Barra30 kv=12.66 kW=200 kVA=600 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga31 phases=3 bus1=Barra31 kv=12.66 kW=150 kVA=70 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga32 phases=3 bus1=Barra32 kv=12.66 kW=210 kVA=100 model=1 conn=weye daily = semana
New Load.Carga33 phases=3 bus1=Barra33 kv=12.66 kW=60 kVA=40 model=1 conn=weye daily = semana

// Inclusão de GDs nas barras de Ramificação
New Generator.UsinaPV_2 phases=3 bus1=Barra2 kv=12.66 kW=100 kVA=60 model=1 conn=weye daily = Ensolarado
New Generator.UsinaPV_3 phases=3 bus1=Barra3 kv=12.66 kW=90 kVA=40 model=1 conn=weye daily = Ensolarado
New Generator.UsinaPV_6 phases=3 bus1=Barra6 kv=12.66 kW=60 kVA=20 model=1 conn=weye daily = Ensolarado
// New Generator.UsinaPV_27 phases=3 bus1=Barra27 kv=12.66 kW=60 kVA=25 model=1 conn=weye daily = Ensolarado

// Inclusão de GDs nas barras de extremidade
New Generator.UsinaPV_18 phases=3 bus1=Barra18 kv=12.66 kW=90 kVA=40 model=1 conn=weye daily = Ensolarado
New Generator.UsinaPV_22 phases=3 bus1=Barra22 kv=12.66 kW=90 kVA=40 model=1 conn=weye daily = Ensolarado
New Generator.UsinaPV_25 phases=3 bus1=Barra25 kv=12.66 kW=420 kVA=200 model=1 conn=weye daily = Ensolarado
New Generator.UsinaPV_33 phases=3 bus1=Barra33 kv=12.66 kW=60 kVA=40 model=1 conn=weye daily = Ensolarado
```

APÊNDICE A – Código OpenDSS Sistemas IEEE 33 Barras com GD Fotovoltaica

```

//Monitor na Usina (Terminal 1 da Linha 1)
New monitor.Usina_power element=line.linha1 terminal=1 mode=1 ppolar=no !modo=1 para monitorar Potencias ppolar=no para exibir P e Q
New monitor.Usina_voltage element=line.linha1 terminal=1 mode=0 !modo=0 para monitorar tensões.

//Monitor nas barras de ramificação
New monitor.carga2_power element=load.carga2 terminal=1 mode=1 ppolar=no !modo=1 para monitorar Potencias ppolar=no para exibir P e Q
New monitor.carga2_voltage element=load.carga2 terminal=1 mode=0 !modo=0 para monitorar tensões.

New monitor.carga3_power element=load.carga3 terminal=1 mode=1 ppolar=no !modo=1 para monitorar Potencias ppolar=no para exibir P e Q
New monitor.carga3_voltage element=load.carga3 terminal=1 mode=0 !modo=0 para monitorar tensões.

New monitor.carga6_power element=load.carga6 terminal=1 mode=1 ppolar=no !modo=1 para monitorar Potencias ppolar=no para exibir P e Q
New monitor.carga6_voltage element=load.carga6 terminal=1 mode=0 !modo=0 para monitorar tensões.

New monitor.carga27_power element=load.carga27 terminal=1 mode=1 ppolar=no !modo=1 para monitorar Potencias ppolar=no para exibir P e Q
New monitor.carga27_voltage element=load.carga27 terminal=1 mode=0 !modo=0 para monitorar tensões.

//Monitor nas barras de extremidade
New monitor.carga18_power element=load.carga18 terminal=1 mode=1 ppolar=no !modo=1 para monitorar Potencias ppolar=no para exibir P e Q
New monitor.carga18_voltage element=load.carga18 terminal=1 mode=0 !modo=0 para monitorar tensões.

New monitor.carga22_power element=load.carga22 terminal=1 mode=1 ppolar=no !modo=1 para monitorar Potencias ppolar=no para exibir P e Q
New monitor.carga22_voltage element=load.carga22 terminal=1 mode=0 !modo=0 para monitorar tensões.

New monitor.carga25_power element=load.carga25 terminal=1 mode=1 ppolar=no !modo=1 para monitorar Potencias ppolar=no para exibir P e Q
New monitor.carga25_voltage element=load.carga25 terminal=1 mode=0 !modo=0 para monitorar tensões.

New monitor.carga33_power element=load.carga33 terminal=1 mode=1 ppolar=no !modo=1 para monitorar Potencias ppolar=no para exibir P e Q
New monitor.carga33_voltage element=load.carga33 terminal=1 mode=0 !modo=0 para monitorar tensões.

Set voltagebases=[12.66]
Calcvoltagebases

set mode = daily ! modo diário.
set stepsize = 1h ! Configuração do passo de 1h
set number = 24 ! Configuração do número de pontos
solve
|
Export monitors Carga2_voltage
Export monitors Carga3_voltage
Export monitors Carga6_voltage
Export monitors Carga27_voltage

Export monitors Carga18_voltage
Export monitors Carga22_voltage
Export monitors Carga25_voltage
Export monitors Carga33_voltage

```

APÊNDICE B – Código MATLAB Gráficos Tensões nas Barras

Neste apêndice se apresenta o código elaborado em MATLAB para plotagem dos gráficos com as tensões das 3 fases de cada barra.

```
25/11/20 00:29 C:\Users\gilbe\Desktop...\Plot Isolados.m
```

```

%%% Plotar Graficos de tensões do TCC

clear
close all
clc

D=dir;

for i=3:length(D)

    if D(i).name(1) == 'i'
        csvfile = D(i).name;
        Table = readtable(csvfile);

        t = table2array(Table(:,1));
        V1 = table2array(Table(:,3))/(12660/sqrt(3)); %em pu
        V2 = table2array(Table(:,5))/(12660/sqrt(3));
        V3 = table2array(Table(:,7))/(12660/sqrt(3));

        limUp = 1.05*ones(length(t),1);
        limDown = 0.93*ones(length(t),1);
        limDDown = 0.90*ones(length(t),1);

        figure
        plot(t, V1, 'b.', t, V2, 'rs', t, V3, 'og', 'markersize', 10);
        grid on
        hold on
        plot(t, limUp, '-', 'color', [0.3 0 0])
        text(1.5, 1.056, 'Crítica > 1.05 p.u.', 'color', [0.3 0 0])
        plot(t, limDDown, '-', 'color', [0.3 0 0]);
        text(1.5, 0.894, 'Crítica < 0.90 p.u.', 'color', [0.3 0 0])
        plot(t, limDown, '-', 'color', [0.5 0.5 0.2]);
        text(1.5, 0.924, 'Precária < 0.93 p.u.', 'color', [0.5 0.5 0.2])
        legend('Va', 'Vb', 'Vc');
        axis([1 24 0.85 1.1]);
        xticks(1:24);
        xlabel('tempo [horas]');
        ylabel('Tensão [p.u.]');
    end
end

```

APÊNDICE B – Código MATLAB Gráficos Tensões na Barra

```
    inicio = 17
    for j = 17: length(csvfile)
        if csvfile(j)=='_'
            fim = j-1;
            break
        end
    end
end

command = sprintf('GrafName = 'Tensões da Barra %s'', csvfile(inicio:fim));
eval(command)

title(GrafName);

if ~exist('Graficos', 'dir')
    !md Graficos
end
cd Graficos
saveas(gcf, GrafName, 'jpg')
cd ..

end
end
```

APÊNDICE C – Código MATLAB Gráficos Barras Ramificação Extremidade

Neste apêndice se apresenta o código elaborado em MATLAB para plotagem dos gráficos agrupados em barras de ramificação e extremidade.

```
25/11/20 00:40 C:\Users\gilbe\Desktop\...\Plot Grafics.m
```

```
%%% Plotar Graficos de tensões do TCC

clear
close all
clc

csvfile1 = 'ieee33_Mon_carga2_voltage_1.csv';
csvfile2 = 'ieee33_Mon_carga3_voltage_1.csv';
csvfile3 = 'ieee33_Mon_carga6_voltage_1.csv';
% csvfile4 = 'ieee33_Mon_carga27_voltage_1.csv';

csvfile5 = 'ieee33_Mon_carga18_voltage_1.csv';
csvfile6 = 'ieee33_Mon_carga22_voltage_1.csv';
csvfile7 = 'ieee33_Mon_carga25_voltage_1.csv';
csvfile8 = 'ieee33_Mon_carga33_voltage_1.csv';

Table1 = readtable(csvfile1);
Table2 = readtable(csvfile2);
Table3 = readtable(csvfile3);
% Table4 = readtable(csvfile4);

Table5 = readtable(csvfile5);
Table6 = readtable(csvfile6);
Table7 = readtable(csvfile7);
Table8 = readtable(csvfile8);

t = table2array(Table1(:,1));

Vbarra2 = table2array(Table1(:,3))/(12660/sqrt(3)); %em pu
Vbarra3 = table2array(Table2(:,3))/(12660/sqrt(3));
Vbarra6 = table2array(Table3(:,3))/(12660/sqrt(3));
%Vbarra27 = table2array(Table4(:,3))/(12660/sqrt(3));
```

APÊNDICE D – Código MATLAB Gráficos todos os cenários por barra

```

Vbarra18 = table2array(Table5(:,3))/(12660/sqrt(3)); %em pu
Vbarra22 = table2array(Table6(:,3))/(12660/sqrt(3));
Vbarra25 = table2array(Table7(:,3))/(12660/sqrt(3));
Vbarra33 = table2array(Table8(:,3))/(12660/sqrt(3));

limUp = 1.05*ones(length(t),1);
limDown = 0.93*ones(length(t),1);
limDDown = 0.90*ones(length(t),1);

figure
plot(t, Vbarra2, '-r', t, Vbarra3, 'b-', t, Vbarra6, '-m', t, limUp, '-k', t, limDown, '-k');
grid on
hold on
plot(t, limUp, '-', 'color', [0.3 0 0])
text(1.5, 1.056, 'Crítica > 1.05 p.u.', 'color', [0.3 0 0])
plot(t, limDDown, '-', 'color', [0.3 0 0]);
text(1.5, 0.894, 'Crítica < 0.90 p.u.', 'color', [0.3 0 0])
plot(t, limDown, '-', 'color', [0.5 0.5 0.2]);
text(1.5, 0.924, 'Precária < 0.93 p.u.', 'color', [0.5 0.5 0.2])
legend('Vbarra2', 'Vbarra3', 'Vbarra6');
axis([1 24 0.85 1.1]);
xticks(1:24);
xlabel('tempo [horas]');
ylabel('Tensão [p.u.]');
title('Tensões nas barras de Ramificação sem GD (Cenário 0)');

```

APÊNDICE D – Código MATLAB Gráficos todos os cenários por barra

```

if ~exist('Graficos', 'dir')
    !md Graficos
end
cd Graficos
saveas(gcf, 'Vbarras Ramificação', 'jpg');
cd ..

close all

figure
plot(t, Vbarra18, 'r-', t, Vbarra22, 'b-', t, Vbarra25, '-m', t, Vbarra33, '-g', t,
limUp, '-k', t, limDown, '-k');
grid on
hold on
plot(t, limUp, '-', 'color', [0.3 0 0])
text(1.5, 1.056, 'Crítica > 1.05 p.u.', 'color', [0.3 0 0])
plot(t, limDDown, '-', 'color', [0.3 0 0]);
text(1.5, 0.894, 'Crítica < 0.90 p.u.', 'color', [0.3 0 0])
plot(t, limDown, '-', 'color', [0.5 0.5 0.2]);
text(1.5, 0.924, 'Precária < 0.93 p.u.', 'color', [0.5 0.5 0.2])
legend('Vbarra18', 'Vbarra22', 'Vbarra25', 'Vbarra33');
axis([1 24 0.85 1.1]);
xticks(1:24);
xlabel('tempo [horas]');
ylabel('Tensão [p.u.]');
title('Tensões nas barras de Extremidade sem GD (Cenário 0)');

cd Graficos
saveas(gcf, 'Vbarras Extremidade', 'jpg');
cd ..

```


APÊNDICE D – Código MATLAB Gráficos todos os cenários por barra

Neste apêndice se apresenta o código elaborado em MATLAB para plotagem dos gráficos por barra, com perfis de tensão apresentados em todos os cenários de simulação.

```

25/11/20 00:46 C:\Users\gilbe\Deskto...\Plot_agrupados.m

clc
close all
clear

barraR = [2 3 6];

for i=1:3

    command = sprintf('csvfile = \'ieee33_Mon_carga%d_voltage_1.csv\'', barraR(i));
    eval(command)
    cd Sem_GD
    Table1 = readtable(csvfile);
    cd ..
    cd Com_GD_Ensolarado
    Table2 = readtable(csvfile);
    cd ..
    cd Com_GD_Parcial_Nublado
    Table3 = readtable(csvfile);
    cd ..
    cd Com_GD_Nublado
    Table4 = readtable(csvfile);
    cd ..

    t = table2array(Table1(:,1));
    V1 = table2array(Table1(:,3))/(12660/sqrt(3));
    V2 = table2array(Table2(:,3))/(12660/sqrt(3));
    V3 = table2array(Table3(:,3))/(12660/sqrt(3));
    V4 = table2array(Table4(:,3))/(12660/sqrt(3));

    clear Table1 Table2 Table3 Table4 Table5

    limUp = 1.05*ones(length(t),1);
    limDown = 0.93*ones(length(t),1);
    limDDown = 0.90*ones(length(t),1);

    figure
    plot(t, V1, 'b--', t, V2, 'r-.', t, V3, '--g', t, V4, '-.m');
    grid on
    hold on
    plot(t, limUp, '-', 'color', [0.3 0 0])
    text(1.5, 1.056, 'Crítica > 1.05 p.u.', 'color', [0.3 0 0])
    plot(t, limDDown, '-', 'color', [0.3 0 0]);
    text(1.5, 0.894, 'Crítica < 0.90 p.u.', 'color', [0.3 0 0])

```

APÊNDICE D – Código MATLAB Gráficos todos os cenários por barra

```

plot(t, limDown, '-', 'color', [0.5 0.5 0.2]);
text(1.5, 0.924, 'Precária < 0.93 p.u.', 'color', [0.5 0.5 0.2])
legend('Sem GD Cenário 0', 'Com GD Cenário 1', 'Com GD Cenário 2', 'Com GD Cenário
3');
axis([1 24 0.85 1.1]);
xticks(1:24);
xlabel('tempo [horas]');
ylabel('Tensão [p.u.]');

inicio = 17
for j = 17: length(csvfile)
    if csvfile(j)=='_'
        fim = j-1;
        break
    end
end

command = sprintf('GrafName = ''Perfis de Tensões |calculados para Barra %s
(Ramificação)''', csvfile(inicio:fim));
eval(command)

title(GrafName);

if ~exist('Graficos_Comparativo', 'dir')
    !md Graficos_Comparativo
end
cd Graficos_Comparativo
saveas(gcf, GrafName(19:55), 'jpg')
cd ..
pause(0.5)

end

```

APÊNDICE D – Código MATLAB Gráficos todos os cenários por barra

```
barraE = [18 22 25 33];

for i=1:4

    command = sprintf('csvfile = 'ieee33_Mon_carga%d_voltage_1.csv'', barraE(i));
    eval(command)
    cd Sem_GD
    Table1 = readtable(csvfile);
    cd ..
    cd Com_GD_Ensolarado
    Table2 = readtable(csvfile);
    cd ..
    cd Com_GD_Parcial_Nublado
    Table3 = readtable(csvfile);
    cd ..
    cd Com_GD_Nublado
    Table4 = readtable(csvfile);
    cd ..
    cd Reativo_Ensolarado
    Table5 = readtable(csvfile);
    cd ..

    t = table2array(Table1(:,1));
    V6 = table2array(Table1(:,3))/(12660/sqrt(3));
    V7 = table2array(Table2(:,3))/(12660/sqrt(3));
    V8 = table2array(Table3(:,3))/(12660/sqrt(3));
    V9 = table2array(Table4(:,3))/(12660/sqrt(3));

    clear Table1 Table2 Table3 Table4 Table5

    limUp = 1.05*ones(length(t),1);
    limDown = 0.93*ones(length(t),1);
    limDDown = 0.90*ones(length(t),1);
```

APÊNDICE D – Código MATLAB Gráficos todos os cenários por barra

```

figure
plot(t, V6, 'b--', t, V7, 'r-', t, V8, '--g', t, V9, '-.m');
grid on
hold on
plot(t, limUp, '-', 'color', [0.3 0 0])
text(1.5, 1.056, 'Crítica > 1.05 p.u.', 'color', [0.3 0 0])
plot(t, limDDown, '-', 'color', [0.3 0 0]);
text(1.5, 0.894, 'Crítica < 0.90 p.u.', 'color', [0.3 0 0])
plot(t, limDown, '-', 'color', [0.5 0.2 0]);
text(1.5, 0.924, 'Precária < 0.93 p.u.', 'color', [0.5 0.2 0])
legend('Sem GD Cenário 0', 'Com GD Cenário 1', 'Com GD Cenário 2', 'Com GD Cenário
3');
axis([1 24 0.85 1.1]);
xticks(1:24);
xlabel('tempo [horas]');
ylabel('Tensão [p.u.]');

início = 17
for j = 17: length(csvfile)
    if csvfile(j) == '_'
        fim = j-1;
        break
    end
end

command = sprintf('GrafName = ''Perfis de Tensões calculados para Barra %s
(Extremidade)''', csvfile(início:fim));
eval(command)

title(GrafName);

if ~exist('Graficos_Comparativo', 'dir')
    !md Graficos_Comparativo
end
cd Graficos_Comparativo
saveas(gcf, GrafName(19:55), 'jpg')
cd ..

end

```