

**Universidade de Brasília – UnB
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica**

**AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO DE FONTES
FOTOVOLTAICAS NA REDE ELÉTRICA NO TOCANTE ÀS
GRANDEZAS DE QUALIDADE DA ENERGIA**

**Autor: Felipe Fassina Barros
Orientador: Anésio de L. F. Filho**

**Brasília, DF
2016**



Felipe Fassina Barros

**AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO DE FONTES FOTOVOLTAICAS
NA REDE ELÉTRICA NO TOCANTE ÀS GRANDEZAS DE QUALIDADE DA
ENERGIA**

Trabalho de Conclusão de Curso submetida ao curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho.

**Brasília, DF
2016**

FICHA CATALOGRÁFICA

BARROS, FELIPE FASSINA

Avaliação dos Impactos da Inserção de Fontes Fotovoltaicas na Rede Elétrica no Tocante às Grandezas de Qualidade da Energia [Distrito Federal] 2016.

xxii, 86p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Graduação, Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.)

Departamento de Engenharia Elétrica

1.Sistemas fotovoltaicos

2.Políticas de incentivo

3.Qualidade da Energia

4.Geração Distribuída

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BARROS, F.F (2016). Avaliação dos Impactos da Inserção de Fontes Fotovoltaicas na Rede Elétrica no Tocante às Grandezas de Qualidade da Energia. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2016, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 86p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Felipe Fassina Barros.

TÍTULO: Avaliação dos Impactos da Inserção de Fontes Fotovoltaicas na Rede Elétrica no Tocante às Grandezas de Qualidade da Energia.

GRAU: Engenheiro Eletricista

ANO: 2016

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de conclusão de curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse trabalho de conclusão pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Felipe Fassina Barros
SHIN QL 3 Conjunto 5 Casa 11, DF.
71505- 244 Brasília – DF – Brasil.

**AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO DE FONTES FOTOVOLTAICAS
NA REDE ELÉTRICA NO TOCANTE ÀS GRANDEZAS DE QUALIDADE DA
ENERGIA**

FELIPE FASSINA BARROS

Trabalho de Conclusão de Curso submetido como requisito parcial para obtenção do Título de Engenheiro Eletricista da Faculdade de Tecnologia, da Universidade de Brasília, em (data da aprovação XX/XX/XXXX) apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

Prof. (Doutor): Anésio de Leles Ferreira Filho, UnB
Orientador

Prof. (Doutor): Daniel Vieira, ANEEL
Membro Convidado

Prof. (Doutor): Alex Reis, UnB/ FGA
Membro Convidado

Brasília, DF
2016

Em memória de Branca de Lourdes Félix Vieira.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu pai, José Maurício, por todo o apoio, conselhos e direcionamento tanto para vida, quanto acadêmico.

Agradeço à minha mãe, Maria Aparecida, e à minha irmã, Manoela, por todo o amor e carinho incondicionais. Além das incontáveis conversas e apoio ao longo do trabalho.

Agradeço à minha namorada, Mariana, por todo o suporte, paciência, e colaboração ao longo de toda essa caminhada que é a Engenharia Elétrica. Além de me proporcionar todo o carinho, atenção e companheirismo nessa empreitada.

Agradeço ao professor Anésio e ao Doutor Daniel Vieira, por terem proporcionado momentos de aprendizagem técnica e passado adiante os conhecimentos da academia.

Agradeço à amiga e colega de curso, Natasha Huang, pelas horas de simulação, discussões e por toda a contribuição na elaboração deste trabalho.

Agradeço ao amigo Marcos Vasconcelos e toda a equipe da ANELL, por todo o suporte ao entendimento da utilização dos dados e dos *softwares* utilizados neste trabalho.

Agradeço à equipe da EMIBM, por todos os aprendizados, conhecimentos técnicos, vivências do mercado de trabalho e apoio na minha formação como engenheiro.

Agradeço à equipe do Colégio Podion, que me proporcionou desde do começo da graduação a oportunidade de disseminar os meus conhecimentos acadêmicos adiante e impactar na vida de vários estudantes do ensino médio.

Por fim, agradeço a todos os colegas e amigos da Engenharia Elétrica que passaram pelo meu caminho durante a graduação, que de alguma forma contribuíram na conclusão deste curso

“A grandeza não consiste em receber honras, mas em merecê-las”. Aristóteles

RESUMO

A busca por energia elétrica por meio de fontes renováveis que não prejudicam de maneira agressiva o meio ambiente, tem culminado, em diversos países, na criação de incentivos regulatórios visando-se o avanço da energia solar. Essas políticas de incentivo possuem influência direta na maneira como a geração distribuída se conecta à rede e, conseqüentemente, nos impactos advindos de painéis fotovoltaicos. Nesse interim, o objetivo geral deste trabalho é propor uma avaliação destinada à identificação de como a penetração de sistemas fotovoltaicos impacta na tensão, na corrente, nas perdas e em alguns parâmetros de qualidade da energia elétrica (harmônicas e desequilíbrio de tensão) da rede de distribuição, considerando-se diferentes políticas de incentivo. Para tanto, estas grandezas serão avaliadas por meio de um *software* que permite o emprego de dados reais do sistema elétrico, a saber, o OPENDSS, em duas condições distintas: com e sem painéis fotovoltaicos. As atividades propostas caracterizam-se como uma primeira etapa para identificação da política de incentivo mais adequada para impulsionar a instalação de sistema fotovoltaicos.

Palavras-chave: Geração solar, Políticas de incentivo

ABSTRACT

Over the recent years, the quest for finding renewable energy sources of low environmental impact prompted several nations to devise subsidies and incentive policies aimed at promoting the growth of photovoltaic power generation. These policies directly influence the way distributed energy generation interacts with the existing, more clustered, power grid and, consequently, the final impact resulting from the large scale adoption of photovoltaic solar panels. In that context, this paper aims to develop and describe a framework to quantify how the adoption of photovoltaic energy impacts global grid current, electric tension, energy losses and some energy quality parameters, such as harmonic analysis and voltage imbalance, within the grid, considering several different possible policy scenarios. That is achieved through using a software that allows for the use of real grid data to estimate these parameters – OPENDSS- in two different conditions – with or without the adoption of photovoltaic solar panels. The above-mentioned activities, therefore, represent the first steps towards the identification of the best policy to incentivize the adoption of solar power and subsequent installation of photovoltaic solar panels.

Keywords: Photovoltaic, Energy quality.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Faixas de tensão para o fornecimento. Fonte: (ANEEL, 2016).	17
Figura 2.2 – Distribuição das principais políticas de incentivo de acordo com o número de países adotantes. Fonte: (VIEIRA, 2016).	25
Figura 3.1 – Modelo esquemático do método utilizado.	31
Figura 3.2 – Interface gráfica ProgGeoPerdas.....	36
Figura 3.3 – Interface gráfica <i>OpenDSS</i>	37
Figura 3.4 – Fluxograma representativo do método para determinação dos impactos da GDFV 41	
Figura 3.5 – Curvas de cargas típicas da área de concessão da CEB.	44
Figura 3.6 – Média da radiação solar fotovoltaica no Distrito Federal. Fonte: (INMET, 2015). 46	
Figura 3.7 – Percurso do alimentador TG-01. Fonte (Shayani, 2010)	51
Figura 3.8 – Potência dos transformadores do alimentador TG-01, em Kva	52
Figura 4.1 – Nível de tensão diário no alimentador TG-01 de acordo com nível de penetração de GDFV	55
Figura 4.2 – Perfis das tensões por políticas de incentivo de um dial útil – 20% de penetração. 56	
Figura 4.3 - Perfis das tensões por políticas de incentivo de um dial útil - 100% de penetração. 57	
Figura 4.4 – Nível de tensão diário em um dos ramais do alimentador TG01 de acordo com o nível de penetração de GDFV.	58
Figura 4.5 – Perfis das tensões por políticas de incentivo de um dial útil - 20% de penetração. 59	
Figura 4.6 – Perfis das tensões por políticas de incentivo de um dial útil - 100% de penetração.....	74
Figura 4.7 – Nível de corrente diário no alimentador TG01 de acordo com o nível de penetração de GDFV.	61
Figura 4.8 – Perfis das correntes por políticas de incentivo de um dial útil - 20% de penetração.....	62
Figura 4.9 – Perfis das correntes por políticas de incentivo de um dial útil - 100% de penetração.....	62
Figura 4.10 – Perdas diário no alimentador TG01 de acordo com o nível de penetração de GDFV.64	
Figura 4.11 – Perfil das perdas por políticas de incentivo de um dial útil - 20% de penetração. 65	
Figura 4.12 – Perfil das perdas por políticas de incentivo de um dial útil - 100% de penetração.....	65
Figura 4.13 – Fator K diário no alimentador TG-01 de acordo com nível de penetração.....	67
Figura 4.14 – Fator K por políticas de incentivo de um dial útil para 20% de penetração.....	79
Figura 4.15 – Fator K por políticas de incentivo de um dial útil para 100% de penetração. ...	68
Figura 4.16 – Fator K diário em um dos ramais do alimentador TG01 de acordo com o nível de penetração de GDFV	69
Figura 4.17 – DHT de tensão no transformador do alimentador TG01 de acordo com o nível de penetração de GDFV.....	82
Figura 4.18 –DHT de tensão por políticas de incentivo de um dial útil – 20% de penetração	71

Figura 4.19 –DHT de tensão por políticas de incentivo de um dial útil – 100% de penetração.	72
Figura 4.20 – DHT de corrente no transformador do alimentador TG01 de acordo com o nível de penetração de GDFV	73
Figura 4.21 –DHT de corrente por políticas de incentivo de um dial útil – 20% de penetração.	74
Figura 4.22 –DHT de corrente por políticas de incentivo de um dial útil – 100% de penetração.	75

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Faixas de tensão de atendimento adequada, precária e crítica	18
Tabela 2.2 – Repartição das perdas nas redes de distribuição de energia elétrica da CEB.	20
Tabela 2.3 – Valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental).....	21
Tabela 2.4 – Limites de Distorção Harmônica de Corrente para Inversores	22
Tabela 3.1 – Agrupamento dos níveis de penetração. Fonte: VIEIRA (2016) modificado.	42
Tabela 3.2 – Potência total de GDFV instalada em cada nível de penetração para todas as políticas de incentivo	54

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CEB	Companhia Energética de Brasília S.A
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Solar Fotovoltaica
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
MT	Média Tensão
OIEE	Oferta Interna de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
COM	<i>Component Object Model</i>

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	13
1.1. MOTIVAÇÃO.....	13
1.2. OBJETIVOS.....	14
1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO.....	15
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	16
2.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	16
2.2. TENSÃO.....	16
2.3. CORRENTE	18
2.4. PERDAS	19
2.5. DISTORÇÕES HARMÔNICAS	21
2.6. DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO	22
2.7. POLÍTICAS DE INCENTIVO À GDFV	24
2.7.1. Considerações Iniciais	24
2.7.2. Net metering	25
2.7.3. Tarifas feed in	27
2.7.4. Quotas e certificados	28
2.8. CONSIDERAÇÕES FINAIS	28
3. METODOLOGIA E MATERIAIS	30
3.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	30
3.2. MÉTODO SIMPLIFICADO.....	30
3.2.1. Definição dos cenários	33
3.3. FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS.....	35
3.3.1. ProgGeoPerdas	36
3.3.2. OpenDSS	37
3.4. DETERMINAÇÃO DOS IMPACTOS DA GDFV.....	39
3.4.1. Níveis de Penetração	42
3.4.2. Dados	43
3.4.3. Curvas de carga	43
3.4.4. Patamares de consumo	44
3.4.5. Radiação solar	45

3.5	CÁLCULO DOS IMPACTOS.....	46
3.5.1	Tensão.....	46
3.5.2	Correntes.....	47
3.5.3	Perdas.....	48
3.5.4	Desequilíbrio de Tensão.....	48
3.5.5	Distorções harmônicas.....	49
3.6	ESTUDO DO ALIMENTADOR TG-01.....	50
3.6.1	Dados do Alimentador TG-01.....	52
4.	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	55
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	55
4.2	TENSÃO.....	55
4.3	CORRENTE.....	60
4.4	PERDAS.....	63
4.5	DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO.....	66
4.6	DISTORÇÕES HARMÔNICAS.....	70
4.6.1	Distorções harmônicas de tensão.....	70
5.	CONCLUSÃO.....	76
	REFERÊNCIAS.....	78
	APÊNDICE A : CÓDIGOS MATLAB.....	80

1. INTRODUÇÃO

1.1. MOTIVAÇÃO

A energia elétrica é um recurso essencial à sociedade, pois as facilidades atreladas ao seu uso impactam diretamente no bem-estar das pessoas, em práticas econômicas, nos processos industriais, nos transportes e em outras atividades consideradas indispensáveis ao ser humano moderno. Em função disso, a demanda de energia elétrica mundial crescerá 40% até o ano de 2040 (IAE, 2014). No Brasil, em 2014, a Oferta Interna de Energia Elétrica (OIEE) chegou a 624,3 TWh, montante 2,1% superior ao de 2013. As gerações por gás natural e carvão cresceram respectivamente 17,5% e 24,2% (MME, 2014).

Entretanto, sabe-se que o processo de obtenção dessa energia causa uma série de transtornos, tais como a utilização de combustíveis fósseis em termoelétricas, o represamento de água para construção de hidrelétricas e a geração de resíduos tóxicos nas usinas nucleares. Disto depreende que tal processo aprofunda as mudanças climáticas, aumenta a contaminação da atmosfera, reduz a biodiversidade, e resulta no esgotamento dos recursos naturais (PNUMA,2016).

Considerando-se o cenário ora exposto, surge a necessidade de novos caminhos para se gerar energia elétrica, que não dependam da utilização de fontes não-renováveis (carvão, petróleo, urânio, dentre outros). Para tanto, as energias alternativas aparecem como opção de novas perspectivas nesta conjuntura.

As fontes alternativas, dentre as quais se enquadram a eólica, a geotérmica, a maremotriz e a solar, constituem uma singular maneira de oposição ao modelo energético principal dos últimos dois séculos. De acordo com Irena (2016), a energia solar fotovoltaica, que hoje representa 26% da energia elétrica gerada no mundo, deve se tornar seis vezes maior até 2030. Segundo Irena (2016), a redução da ordem de 59% do custo médio da eletricidade gerada por este sistema, ocasionada pela adoção de políticas de incentivo, justificará o mencionado incremento. No cenário brasileiro, por se tratar de um país tropical, a utilização de energia solar é viável em todo o território. Isso assegura um panorama fértil para o crescimento da indústria fotovoltaica, fomenta a economia do país, e caracteriza-se como uma aposta de alternativa energética.

Cabe ressaltar que o sistema fotovoltaico consiste na geração de energia elétrica diretamente a partir da luz solar por meio de painéis instalados, geralmente, em telhados de casas ou em estruturas de edifícios que captam a energia solar. Com isso, surge a geração distribuída (GD) que se destaca pela utilização de geradores descentralizados e instalados próximos às unidades consumidoras, que passam a ter a capacidade de produzir a sua própria energia e injetá-la na rede elétrica (SHAYANI, 2010). Considerando-se que o sistema elétrico, até o momento, tem sido concebido para funcionar em geração centralizada, a inserção de GD na rede elétrica caracteriza-se como uma mudança de paradigma.

A geração distribuída fotovoltaica (GDFV) pode culminar em benefícios ambientais, sociais, econômicos e técnicos. No cenário ambiental, este tipo de geração causa poucos impactos na biodiversidade e na redução da emissão dos gases de efeito estufa. No que tange à questão técnica, o seu uso resulta na diminuição de perdas nas redes, na melhoria dos níveis de tensão no fornecimento das unidades consumidoras, e na proteção dos investimentos pela redução da demanda de pico (VIEIRA, 2016). Contudo, os impactos da inserção de GDFV em grandes quantidades sem o devido planejamento podem provocar aumento de perdas, sobrecarga dos condutores, dificuldades de controle de tensão nos alimentadores, e também, problemas que afetam a operação desde o ponto de vista da qualidade do produto (distorções harmônicas e desequilíbrios de tensão), bem como do fornecimento de energia.

Muito embora haja hoje na literatura inúmeros trabalhos voltados à identificação dos supracitados impactos, segue incipiente o número de estudos que consideram os dados reais do sistema em avaliação, e ainda, os parâmetros de qualidade da energia como as distorções harmônicas e os desequilíbrios de tensão.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é propor uma avaliação de como a penetração de sistemas fotovoltaicos impacta na tensão, na corrente, nas perdas e em alguns parâmetros de qualidade da energia elétrica (harmônicas e desequilíbrio de tensão) da rede de distribuição, considerando-se diferentes políticas de incentivo. Para tanto, estas grandezas serão avaliadas por meio de um *software* que permite o emprego de dados reais do sistema elétrico, a saber, o *OpenDSS*, em duas condições distintas: com e sem painéis fotovoltaicos.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Para alcançar os objetivos propostos, organizou-se este trabalho de acordo com os seguintes capítulos.

- No capítulo 2, são apresentados os aspectos técnicos que envolvem as principais grandezas elétricas e alguns parâmetros atrelados à QEE tais como tensão, corrente, perdas, distorções harmônicas e desequilíbrio. Além disso, também são abordadas as características das políticas de incentivo que existem no Brasil e no mundo.
- No capítulo 3, descreve-se a metodologia empregada neste estudo para a estruturação de uma rede real, utilizando os *softwares* ProgGeoPerdas e *OpenDSS*, e dados fornecidos pela concessionária. Ademais, é proposta a elaboração de diferentes cenários que permitem identificar os impactos provenientes da GDFV nos alimentadores de distribuição de energia elétrica, calcados na seleção de algumas políticas de incentivo.
- No capítulo 4, os resultados são apresentados. A exposição está dividida em duas etapas. A primeira apresenta uma análise dos resultados gráficos que expõem os valores ao longo do dia das perdas, tensões, correntes, desequilíbrios e distorções harmônicas em um ponto de um alimentador real, com e sem a inserção de GDFV. A segunda destaca os resultados de uma avaliação comparativa entre os impactos obtidos para cada política de incentivo adotada neste estudo.
- No capítulo 5, são apresentadas as conclusões do trabalho.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

As usinas de geração centralizada (GC) produzem, em sistemas elétricos interligados, elevadas quantidades de energia que são inseridas na rede de distribuição (SHAYANI, 2010). As distribuidoras recebem a energia provida das grandes usinas e repassam para os consumidores, independentemente de onde a energia tenha sido gerada. Isto acontece, pois, o sistema elétrico possui um único sentido de distribuição. Todavia, a inserção de geração distribuída, próxima aos centros consumidores, implica em um fluxo de energia no sentido inverso ao tradicional. Isso pode impactar positivamente ou negativamente, dependendo do grau de inserção. Por exemplo, a instalação de uma pequena geração próxima à carga pode contribuir com a diminuição da demanda de energia que flui pela rede, diminuindo perdas e melhorando os níveis de tensão dos alimentadores. Por outro lado, uma grande quantidade de GD culminando em uma produção excedente, em um momento que o consumo esteja baixo, pode acarretar o aumento das perdas, sobrecarga em linhas e transformadores. Tais consequências podem demandar investimentos desnecessários e contribuir para a elevação das tensões nos alimentadores (VIEIRA, 2016).

Considerando-se os objetivos deste trabalho, o presente capítulo visa exibir alguns aspectos relacionados aos parâmetros que serão aqui investigados, a saber, tensão, corrente, perdas, distorções harmônicas e desequilíbrio. Adicionalmente, apresentam-se as políticas de incentivo a GDFV que existem no Brasil e no mundo.

2.2 TENSÃO

Em sistemas elétricos de distribuição, os níveis de tensão são mais elevados quanto mais próximos se estiver dos geradores. Isso se justifica pela queda de tensão na linha de transmissão que liga a geração a carga (SHAYANI, 2010). Por esse motivo, as concessionárias devem garantir, e os órgãos normatizadores definir, patamares adequados de tensão na maior parte do tempo, com o objetivo de preservar a excelência no atendimento às unidades consumidoras neste processo (VIEIRA, 2016).

No Brasil, a entidade reguladora ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) define no

Módulo 8 do PRODIST, os níveis adequados, precários e críticos para o fornecimento de tensão às unidades consumidoras (ANEEL, 2016). A Figura 2.1 apresenta de maneira gradual as faixas de tensão estipuladas.

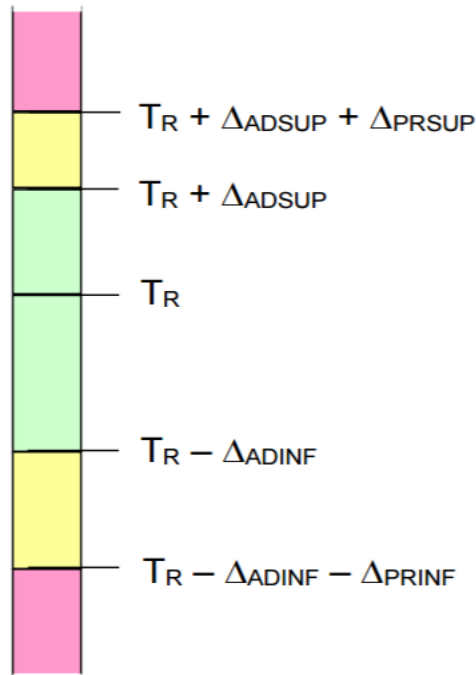


Figura 2.1 – Faixas de tensão para o fornecimento. Fonte: (ANEEL, 2016).

Onde:

- T_R é a tensão de referência;
- $T_R - \Delta_{ADINF}$, $T_R + \Delta_{ADSUP}$ são as faixas adequadas de tensão;
- $T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$ ou $T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$ são as faixas precárias de tensão;
- $> T_R + \Delta_{ADSUP}$, $T_R + \Delta_{ADSUP}$ ou $< T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$ são as faixas críticas de tensão.

Para redes de baixa de tensão (BT), o PRODIST determina valores absolutos para os níveis de tensão (não em porcentagem da tensão nominal). A Tabela 2.1 mostra as faixas de tensão de uma rede BT 220/127 V.

Tabela 2.1 – Faixas de tensão de atendimento adequada, precária e crítica

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399) / (202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403) / (191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403) / (TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$

Fonte: ANEEL, 2016.

Com a inserção de GD, uma vez que o fluxo de potência é inverso ao sentido original de geração, a corrente elétrica percorre o alimentador em direção à subestação. Em função disso, “a tensão na carga torna-se superior à tensão na subestação, invertendo a situação encontrada nos alimentadores sem GD” (CAMARGOS, 2013).

Portanto, as influências da GDFV sobre os níveis de tensão caracterizam-se como um assunto que demanda avaliação, sobretudo em função da possibilidade de se ter efeitos sobre esta grandeza que impedem o uso deste tipo de fonte renovável.

Por fim, as referências bibliográficas indicam que, um método de simulação computacional que se proponha a avaliar de forma fidedigna os impactos da GD no perfil de tensões de alimentadores, contempla dentre outros aspectos, a execução dos cálculos para níveis diferentes de penetração, e considera a influência do tamanho de cada sistema a ser instalado.

2.3 CORRENTE

A ampacidade de um condutor quer dizer que a capacidade de corrente em regime permanente que ele pode conduzir de forma que não cause danos a sua isolação (CAMARGOS, 2013). O método da ampacidade é uma característica considerável nos projetos de uma rede de distribuição, pois valores acima da corrente nominal podem causar danos à rede elétrica.

Além disso, outros equipamentos como transformadores e bancos de capacitores estão propícios à mesma corrente. Desse modo, eles estão susceptíveis a serem inutilizados devido a sobrecorrentes (LOPES, 2011).

Segundo Camargos (2013), “o dimensionamento dos condutores e dos transformadores de acordo com a sua ampacidade é de fácil obtenção em sistemas elétricos centralizados”, pois, nestes sistemas, a energia elétrica flui da geração para distribuição.

Entretanto, a inserção de GD, e em consequência, uma possível injeção de correntes no sentido inverso, resulta em problemas nos alimentadores no critério de ampacidade. Disto depreende que um dado alimentador não projetado para receber instalações de GD, pode se tornar incapaz de sustentar as correntes oriundas das pequenas unidades de geração (CAMARGOS, 2013).

2.4 PERDAS

O setor elétrico brasileiro está calcado na produção de energia em grandes centrais geradoras. Estas centrais são responsáveis pelo transporte da eletricidade por intermédio de linhas de transmissão e distribuição. Finalmente, a energia gerada é utilizada nas unidades consumidoras (VIEIRA, 2016).

Segundo a ANEEL, as perdas podem ser divididas em dois grupos: técnicas e não técnicas. As perdas não técnicas estão associadas à gestão comercial de cada distribuidora. Enquadram-se nesta, casos de erro de medição, furtos de energia e, também, unidades consumidoras que não possuem equipamentos de medição.

As perdas técnicas estão relacionadas à quantidade de energia elétrica dissipada entre os suprimentos de energia da distribuidora e os pontos de entrega nas instalações das unidades consumidoras. Essas perdas ocorrem nos processos de transporte e transformação de tensão, bem como nos equipamentos de medição.

O Módulo 7 do PRODIST define o cálculo de perdas para as distribuidoras de energia elétrica. Este cálculo estabelece os níveis regulatórios de perdas técnicas, que é repassado, posteriormente, às tarifas de energia elétrica.

Esse percentual de perdas técnicas inclui todos os elementos das redes com tensão nominal igual ou inferior a 138 kV. Todavia, é possível conhecer a estratificação desses valores para cada nível de tensão. Por exemplo, o percentual de perdas técnicas na CEB calculado na revisão tarifária de 2012 foi de 8,691% da energia injetada, que indica a 582.918,014 MWh/ano (ANEEL, 2012a).

A Tabela 2.2 exibe a identificação de todos os elementos de rede que compõem esse índice.

Tabela 2.2 – Repartição das perdas nas redes de distribuição de energia elétrica da CEB.

Elementos de Rede	Composição do índice global (%)	
Rede 138 Kv	1,739	Total Alta Tensão: 3,979
Transformadores 138/69 kV	0,025	
Rede 69 Kv	0,06	Total Média e Baixa Tensão: 4,712
Transformadores 69/34,5 kV	0,058	
Rede 34,5 Kv	1,614	
Transformadores 138/13,8 kV	0,231	
Transformadores 69/13,8 kV	0,037	
Transformadores 34,5/13,8 kV	0,215	
Rede 13,8 kV	0,984	
Transformadores 13,8/0,38 kV	1,538	
Rede 380 kV	2,003	
Ramais	0,024	
Medidores	0,163	
TOTAL	8,691	

Fonte: (Vieira, 2016 modificado ANEEL, 2012a).

As redes que serão foco deste trabalho incluem os alimentadores de 13,8 kV (Média Tensão – MT), os transformadores de 13,8 kV para 380 V, os ramais de 380 V (Baixa Tensão – BT), os ramais de ligação e os medidores. Esses elementos são responsáveis pela maior parte das perdas técnicas nas redes de distribuição. Para o caso da CEB, por exemplo, eles representam mais de 54% do total de perdas (4,712% do total de 8,691%) (Vieira, 2016).

Por essa razão, a inserção de GDFV poderia implicar numa redução significativa das perdas e, os impactos dessa geração solar seriam relevantes. Concomitantemente, “a literatura mostra que a geração distribuída próxima às cargas contribuem com a redução das perdas” (VIEIRA, 2016).

2.5 DISTORÇÕES HARMÔNICAS

No sistema elétrico brasileiro, as formas de onda de tensão e corrente que são distribuídas deveriam corresponder a uma senóide com frequência de 60 Hz. Entretanto, essa condição raramente ocorre em redes reais. “Uma distorção de forma de onda é dita harmônica quando a deformação se apresenta de forma similar em cada ciclo da frequência fundamental. Neste caso, seu espectro contém apenas frequências múltiplas inteiras da fundamental” (PHIPPS J. K, 1994).

As harmônicas são provenientes do funcionamento de cargas não-lineares. “Por cargas não-lineares, entende-se o conjunto de elementos e dispositivos elétricos em que a relação entre a tensão e a corrente não obedecem à lei de Ohm” (OLIVEIRA, 2015). No que concerne aos sistemas de potência, os efeitos das componentes harmônicas incluem sobreaquecimentos, interferência em sistemas de comunicação, mau funcionamento de equipamentos eletrônicos e dispositivos de proteção, perdas térmicas adicionais em condutores e a diminuição da vida útil de equipamentos.

Os padrões de medições internacionais das harmônicas são determinados pela IEC (*International Electrotechnical Commission*), e são estipulados de acordo com as normas IEC 61000-4-7 (IEC, 2002) e IEC 61000-4-30 (IEC, 2008). No Brasil, o Módulo 8 do PRODIST define os valores de referência para as distorções harmônicas totais indicados na Tabela 2.3 a seguir.

Tabela 2.3 – Valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental)

Tensão nominal do Barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]
$V_n \leq 1\text{kV}$	10
$1\text{kV} < V_n \leq 13,9\text{kV}$	8
$13,8\text{kV} < V_n \leq 69\text{kV}$	6
$69\text{kV} < V_n < 230\text{kV}$	3

Fonte: (ANEEL,2016)

Em GDFV, a utilização de inversores para a conexão de geração distribuída à rede pode culminar no aumento da distorção harmônica na forma de onda de tensão. Isso deve-se ao fato da injeção de correntes harmônicas pelos equipamentos eletrônicos de conversão (VIEIRA, 2016).

Apesar disto, existem inúmeros inversores de geração distribuída, os quais obedecem às normas das agências internacionais, que determinam a quantidade de harmônicas que podem ser inseridas na rede (SHAYANI, 2010). Com relação aos aspectos normativos no Brasil, pode ser citada a norma ABNT 16149/2013. Ela determina os valores mínimos de distorções harmônicas de corrente para inversores de frequência e, estes são estabelecidos em referência à corrente fundamental na condição de potência nominal do inversor (OLIVEIRA, 2015). A Tabela 2.4 exhibe os valores determinados pela ABNT.

Tabela 2.4 – Limites de Distorção Harmônica de Corrente para Inversores

THD	< 5,0%
3° a 9° (Ímpares)	< 4,0%
11° a 15° (Ímpares)	< 2,0%
17° a 21° (Ímpares)	< 1,5%
2° a 8° (Pares)	< 1,0%
10° a 32° (Pares)	< 0,5%

Fonte: ABNT 16146, 2013 (modificado)

É oportuno ressaltar que para pequenas penetrações de GDFV, o efeito das distorções harmônicas é “*pequeno e pouco provável que seja importante*” (Bollen et al., 2008), muito embora alguns autores defendam que redes com elevada penetração de geração distribuída eólica ou solar apresentam taxas elevadas de distorção harmônica na tensão (MOHAMED e SHAREEF, 2011).

2.6 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

O desequilíbrio de tensão é o fenômeno associado a alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição. Na literatura, podem ser encontrados diversos métodos de cálculos que por meio das magnitudes das tensões trifásicas tornam possível a determinação do fator de desequilíbrio – Fator K.

O método das Componentes Simétricas é proveniente dos estudos de C.L. FORTESCUE, que data do ano de 1918 (GARCIA, 2006). O teorema de Fortescue diz:

“Qualquer grupo desequilibrado de n fasores associados, do mesmo tipo, pode ser resolvido em n grupos de fasores equilibrados, denominados componentes simétricas dos fasores originais”

A determinação analítica das componentes simétricas se dá pela Matriz de Fortescue Equação (2.1).

$$\begin{bmatrix} \overline{V}_a \\ \overline{V}_b \\ \overline{V}_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{V}_0 \\ \overline{V}_1 \\ \overline{V}_2 \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Onde:

- V_0 é o módulo da tensão de sequência zero;
- V_1 é o módulo da tensão de sequência positiva;
- V_2 é o módulo da tensão de sequência negativa;
- a é o operador rotacional de módulo igual a um e ângulo de 120° .

Dessa forma, o fator de desequilíbrio de tensão (Fator K) é determinado como a relação entre os módulos das componentes de sequência negativa e positiva, em porcentagem. Equação (2.2)

$$K\% = \frac{V_2}{V_1} \times 100 \quad (2.2)$$

O método das componentes simétricas é o único que leva em consideração tanto a magnitude como os ângulos das tensões. Ademais, a presença da componente de sequência negativa está diretamente ligada aos efeitos de mau funcionamento dos equipamentos elétricos conectados à rede elétrica (GARCIA, 2006).

De uma maneira geral, os problemas associados ao desequilíbrio refletem sobreaquecimento, má operação ou falha dos dispositivos de proteção, diminuição da vida útil, e a chance da circulação de correntes de sequência zero (GARCIA, 2006).

Além disso, outro efeito considerável desse fenômeno é o fato de que o sistema pode se tornar menos estável, resultando na diminuição da capacidade de responder a demandas de transferência de cargas. O desequilíbrio de tensão altera as características de desempenho das máquinas elétricas, variando o consumo de potência ativa e reativa (GARCIA, 2006).

Segundo o Módulo 8 do PRODIST, o valor de referência nos barramentos de distribuição, com exceção das barras BT, deve ser inferior ou igual a 2%. Por essa razão, esse valor serve como parâmetro para o planejamento em termos de QEE.

Em sistema com GDFV, segundo Shayani (2010), os modernos conversores possuem a capacidade de reduzir o desequilíbrio da rede. Isso se justifica com a injeção de correntes propositalmente assimétricas, possibilitando a melhora na qualidade da energia da rede elétrica.

2.7 POLÍTICAS DE INCENTIVO À GDFV

2.7.1 Considerações Iniciais

A GDFV, em geral, não consegue competir economicamente com outras formas de geração descentralizada, apesar de possuir potencial causador de impactos positivos no sistema de distribuição, tanto ambientais e sociais, quanto técnicos-econômicos. Isso se deve ao fato de que diversos fatores externos (sobretudo ambientais) afetam no desenvolvimento desse mercado (VIEIRA, 2016).

Inúmeras autoridades mundiais têm incentivado a disseminação da GDFV mediante a aplicação de incentivos regulatórios. Levando em consideração o grande potencial de impulsionar a instalação de sistemas fotovoltaicos, de acordo com políticas públicas (VIEIRA, 2016), esta seção apresenta cada uma dessas formas regulatórias, ressaltando as mais utilizadas.

Na Figura 2.2 apresenta-se a quantidade de países que adotam as diferentes políticas à geração distribuída fotovoltaica.

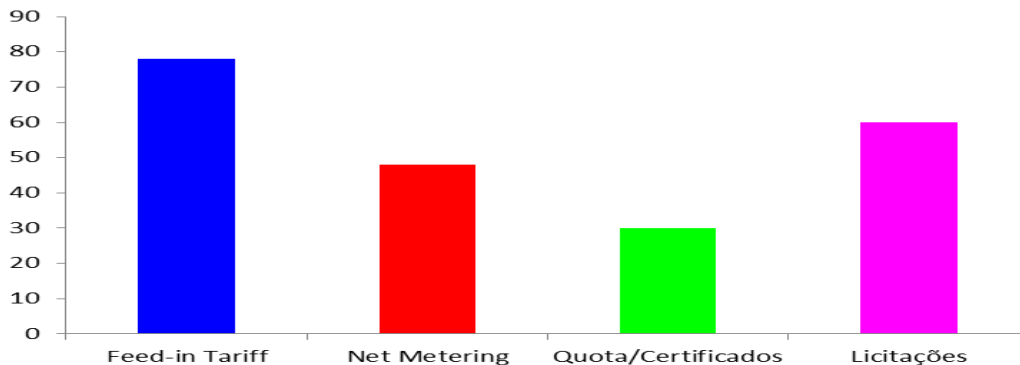


Figura 2.2 – Distribuição das principais políticas de incentivo de acordo com o número de países adotantes. Fonte: (VIEIRA, 2016 modificado; REN21, 2015).

Nesse contexto, as subseções seguintes apresentam as políticas de incentivo a GDFV do tipo *net metering*, *feed in* e quotas/certificados de energia alternativas.

2.7.2 Net metering

A política do tipo *net metering* é aquela em que o consumidor se utiliza da energia ativa gerada, proveniente da GDFV, para abater no todo, ou em parte, o consumo de energia elétrica (Watts et al, 2014).

Segundo Vieira (2016), existe uma grande variedade de políticas de *net metering*, e elas podem ser classificadas quanto à valoração da energia gerada e quanto ao local de instalação e utilização dos créditos. Neste trabalho, optou-se por classificá-las quanto ao local de instalação, visto que o interesse inicial é estudar o impacto nos parâmetros relacionados a QEE.

No que concerne à localização onde a GDFV é instalada, é possível classificar as políticas de *net metering* da seguinte forma:

- i) *Net metering* Convencional: os créditos gerados em um sistema de geração conectado a uma unidade consumidora devem ser utilizados somente nessa mesma unidade.

- ii) *Net metering* Agregado: os créditos gerados em um sistema de geração conectado a uma certa unidade consumidora devem ser utilizados somente por esta unidade ou por unidades consumidoras localizadas no mesmo terreno ou terrenos contíguos.
- iii) *Net metering* Virtual: os créditos gerados em um sistema de geração conectado a certa unidade consumidora podem ser utilizados em qualquer outra localidade, normalmente do mesmo proprietário.
- iv) *Net metering* Comunitário: a geração pode ser instalada em um local distante da unidade consumidora e os créditos podem ser utilizados em qualquer unidade, podendo-se atribuir porcentagens de créditos de uma usina a diferentes consumidores (VIEIRA, 2016; ASU, 2014):

No Brasil, a ANEEL, por meio da resolução normativa nº 482/2012 (ANEEL, 2012d), criou o modelo de Compensação de Energia Elétrica, o qual consiste em uma política de incentivo a pequenos geradores do tipo *net metering*. O sistema foi aprimorado segundo a nova Resolução Normativa ANEEL nº 687/2015.

A partir da nova resolução, caso a energia injetada seja superior a consumida, cria-se um “crédito de energia”, que não é capaz de ser convertido em unidade monetária, mas pode ser utilizado para abater o consumo da unidade consumidora nos meses subsequentes. Por exemplo, na geração solar fotovoltaica, durante o dia, a sobra de energia gerada é injetada na rede elétrica. À noite, a rede devolve a energia para a unidade consumidora e supre as necessidades adicionais, funcionando como um sistema de armazenamento. (ANEEL, 2015).

As novas regras determinam um tamanho limite para as centrais geradoras de 5 MW, independentemente do tipo de unidade consumidora (residencial ou comercial). Desse modo, é possível definir uma central geradora como microgeração até uma potência instalada de 75 kW, e minigeração distribuída aquela com potência de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (ANEEL, 2015).

Os críticos têm sinalizado que à política do tipo *net metering* contraria o princípio de competição no mercado de preços de energia, pois permite aos consumidores usarem a energia gerada e injetá-la na rede em um determinado instante, “para compensar uma energia que foi despachada e entregue em outro instante de tempo”, Rodriguez (2002). Dessa maneira, o consumidor utiliza-se do sistema de distribuição de forma a armazenar o excedente produzido, sem compensar a concessionária pelo valor desse serviço.

Por fim, o incentivo regulatório do *tipo net metering* é uma política simples e de fácil administração, com possibilidades de investimentos em fontes alternativas de energia para a autossuficiência energética. Para o consumidor, o impacto da adoção dessa política é notado diretamente na economia de sua conta de energia elétrica. Já para a concessionária, os sistemas de geração distribuída, para certos níveis de penetração, podem contribuir para a diminuição das perdas e melhorar os níveis de tensão.

2.7.3 Tarifas feed in

De acordo com Vieira (2016), “as tarifas *feed in* são mecanismos de auxílio à geração distribuída, encontrados, em sua maioria, a partir de fontes alternativas, por intermédio do pagamento de tarifas pré-estabelecidas pela injeção (*feed in*) de energia elétrica na rede de distribuição”

Este tipo de incentivo à GD foi implementado por diversos governos em vários países, pois se trata de uma política pública voltada para a diversificação da matriz energética. Em função disso, as tarifas do tipo *feed in* normalmente são garantidas por um período determinado de 10 a 20 anos, podendo culminar na redução dos custos com o avanço das fontes alternativas (ANEEL, 2010).

“A grande vantagem das tarifas *feed in* é a estabilidade financeira para o investidor, graças a um mecanismo simples do ponto de vista administrativo. Os riscos financeiros são evitados por meio de contratos de compra e venda de energia a um prêmio ou preço pré-determinados” (GREENPEACE, 2008). Em contrapartida, a tarifa *feed in* não estimula uma geração otimizada, pois a localização das usinas pode não ser adequada e em picos de demanda pode não haver geração solar (VIEIRA, 2016).

Além disso, quanto aos valores pagos pela energia gerada e ao sistema de tarifa fixa, há dificuldade de se operar ajustes que reflitam mudanças nos custos de produção das tecnologias renováveis. Argumenta-se que a tarifa fixa não gera um mercado competitivo entre as fontes alternativas e entre os empreendedores, já que a remuneração independe do mercado de eletricidade (GREENPEACE, 2008).

No contexto atual, as autoridades mundiais favorecem a implementação de incentivos do tipo net metering por sua facilidade e baixo custo, estes são caracterizado por estimular sistemas que produzem a própria energia e injetam na rede, a partir da medição líquida. (VIEIRA, 2016). Por outro lado, as políticas de tarifa *feed in* apresentam maiores benefícios quando relacionada a valores fixos de geração.

2.7.4 Quotas e certificados

“O sistema de quotas é um incentivo regulatório aplicado na quantidade de energia renovável produzida” (GREENPEACE, 2008). Os governos determinam estruturas de mercado para produzir, vender ou distribuir uma quantidade mínima de energia elétrica derivada de fontes renováveis e decidem quais serão as fontes participantes do sistema de quotas.

Dentro dos sistemas de quotas há a variação do sistema de certificados, que também determina metas mínimas crescentes de geração e consumo de energia para as concessionárias ou consumidores. Em função disso, a aquisição de certificados é obrigatória, de forma a garantir que a energia gerada é consumida e o custo da geração será coberto, já que o valor dos certificados é adicionado à tarifa de energia elétrica.

Uma das vantagens da política de quotas e certificados é a possibilidade de formação de um mercado competitivo que garante o valor mais baixo para os investimentos. Por outro lado, “após a meta ser atingida, não há mecanismo previstos para manter a produção de energias alternativas competitivas em relação às fontes convencionais, culminando em um sistema instável e que não oferece segurança a longo prazo” (GREENPEACE, 2008).

2.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ressalta-se que, na análise dos impactos provenientes da GDFV nos sistemas de potência, a saber, tensão, corrente, perdas, harmônicas e desequilíbrio, é fundamental, primeiramente, determinar como essa geração será conectada à rede – local das cargas, potência do gerador, quantidade de unidades, dentre outros. Por essa razão, os modelos de incentivos regulatórios impactam diretamente no modo como são inseridos os sistemas fotovoltaicos (VIEIRA, 2016). Em resumo, este capítulo apresentou uma descrição detalhada dos impactos advindos da inserção de GDFV

nas redes, assim como os tipos de políticas de incentivo.

3 METODOLOGIA E MATERIAIS

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O presente capítulo apresenta um método simplificado, proposto a partir da metodologia utilizada por VIEIRA (2016), para a identificação dos impactos advindos a inserção de painéis fotovoltaicos de acordo com a política de incentivo à geração solar que implica em maiores benefícios técnicos à rede de distribuição. Cabe enfatizar que ele contempla ainda a avaliação dos impactos da inserção de GDFV nos parâmetros vinculados à QEE. Tendo em vista os objetivos propostos, o capítulo é assim dividido:

- i) Apresenta-se uma visão geral do método, abordando seus aspectos mais importantes.
- ii) Definem-se as políticas a serem comparadas pela metodologia proposta.
- iii) Apresentam-se as ferramentas computacionais utilizadas no processo de execução do fluxo de potência.
- iv) Estabelece-se a forma de cálculo dos impactos devido à inserção de GDFV nos alimentadores e
- v) Por fim, é apresentado o estudo de caso para o alimentador TG-01 e suas características.

3.2 MÉTODO SIMPLIFICADO

A figura 3.1 exibe um diagrama de blocos do funcionamento do método proposto.

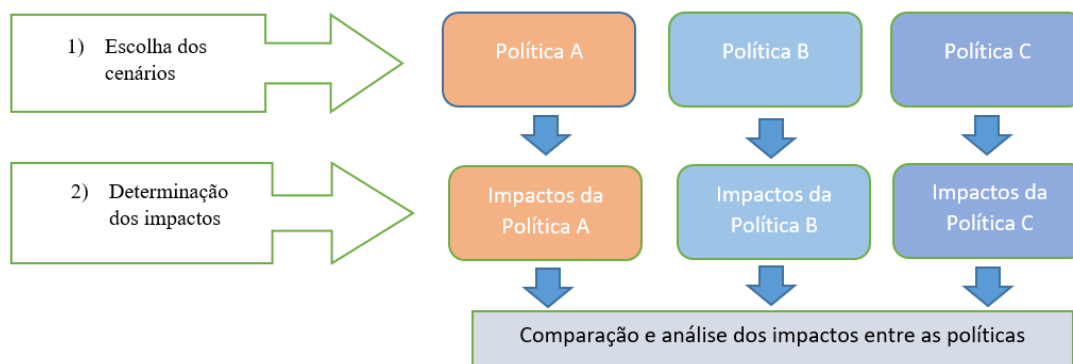


Figura 3.1 – Modelo esquemático do método utilizado (Vieira, 2016) modificado.

Na primeira etapa do método esquematizado na Figura 3.1, serão determinadas as políticas de apoio a GD servidas para fins de comparação e o modo como política impactará no alimentador.

Logo após definir as formas de incentivo regulatório que serão comparadas, passa-se à etapa de determinação dos impactos decorrentes da instalação de GDFV de acordo com as políticas escolhidas.

Este trabalho propõe-se a analisar os principais impactos advindos da instalação de geração distribuída que implicam na alteração dos padrões das grandezas elétricas, quais sejam: tensão, corrente e perdas. No tocante aos parâmetros atrelados à QEE, serão avaliadas as distorções harmônicas, bem como os desequilíbrios de tensão provenientes da inserção de painéis fotovoltaicos.

Ainda acerca da etapa de cálculo dos impactos, é necessário ressaltar as simplificações adotadas para este trabalho a partir do método proposto por VIEIRA (2016). São elas:

- i) As variáveis utilizadas para executar o fluxo de potência não possuem rigor estatístico. Assim, o método não levará em consideração a variação das curvas de carga, patamar de consumo, irradiação solar e localização da GDFV.

- ii) As curvas de carga utilizadas neste trabalho são fornecidas pela própria concessionária e já estão especificadas para cada carga (a explicação mais detalhada da determinação da curva de carga será exposta na seção 3.4.3).
- iii) Será utilizado apenas um perfil de curva de irradiância, de modo a não considerar a variação climática da região (dias nublados e mudança de irradiação ao longo do ano de acordo com as estações).
- iv) As cargas são modeladas de acordo com dois tipos. O tipo 1 refere-se a impedância constante. O tipo 2 possui potência ativa constante e potência reativa quadrática e todas as cargas possuem fator de potência 0,92 indutivo.
- v) Considera-se, para todas as usinas fotovoltaicas, fator de potência unitário e eficiência (*Performance Ratio*) de 80%. Nesse valor, engloba perdas por sujeiras, efeitos térmicos dos condutores e possíveis sombreamentos.
- vi) Os alimentadores são radiais, trifásicos, desequilibrados, com reguladores e com tensão na barra de referência (barra da subestação) definida em 1 pu.
- vii) De forma a permitir a avaliar os impactos da GDFV nas tensões, correntes, perdas, desequilíbrio de tensão e distorções harmônicas, é necessário que o consumo total das unidades seja constante. Dessa maneira, a soma de todos os consumos é a mesma em todas as simulações.

Por fim, depois de calculados os impactos para as grandezas em avaliação considerando-se cada uma das políticas de incentivo, os resultados são então analisados e comparados entre os incentivos regulatórios.

3.2.1 Definição dos cenários

O citado método inicia-se pela determinação de cenários de comparação. Por exemplo, em um cenário A, considera-se que a política adotada seja do tipo *feed in* com tarifas mais elevadas para tamanho igual ou inferior de 5 kW, independente do patamar de consumo. Em um cenário B, opta-se pela adoção de uma política do tipo *net metering*, na qual o sistema fotovoltaico será instalado em barramentos de unidades consumidoras com potência próxima ao patamar de consumo dessas unidades.

Segundo Vieira (2016), a determinação do cenário repercute nos impactos aqui analisados, pois a GDFV é instalada de diferentes maneiras em concordância com a política adotada. Dessa forma, determina-se inicialmente a potência de GDFV que acarretaria num nível de penetração de 100% para o alimentador em estudo, conforme expresso na equação (3.1):

$$GD_{Max} = \frac{CT * k}{PR * n_{dias} * Irr} \quad (3.1)$$

Onde:

- GD_{Max} : Potência de GDFV que resulta em 100% de penetração [kW]
- CT : Consumo total mensal do alimentador [kWh]
- k : Constante solar na superfície terrestre, definida em 1 kW/m²
- PR : *Performance Ratio*, representa a eficiência do sistema de geração [%]
- n_{dias} : Número de dias em um mês (dias)
- Irr : Irradiação, definida como a integral da radiação solar ao longo do dia [kWh/m²/dia]

De posse da quantidade de potência total de GDFV a ser instalada no alimentador, essa geração é dividida entre as diferentes unidades consumidoras, em consonância com a política de incentivo adotada.

De acordo com VIEIRA (2016), após calculada a GD_{Max} , é necessário definir GD_{Pen} , que é a quantidade de geração que deve ser inserida para se alcançar o nível de penetração, utilizando a Equação (3.2).

$$GD_{Pen} = Pen * GD_{Max} \quad (3.2)$$

Onde:

- GD_{Pen} : quantidade (em kW) de GDFV a ser instalada nas diferentes unidades consumidoras do alimentador para que seja obtido um nível de penetração Pen (em %).
- Pen : nível de penetração de GDFV (entre 0 e 1)
- GD_{Max} : potência de GDFV que resulta em 100% de penetração [kW]

Por exemplo, se a potência máxima (GD_{Max}) de GDFV for de 20 MW, uma penetração de 10% resultaria em uma potência inserida de 2 MW. Caso a política adotada fosse do tipo *feed in* pequena, onde os consumidores optam por instalar sistemas pequenos de até 5 kW, a potência total de 2 MW seria dividida igualmente para todas as cargas até o nível de penetração desejado. Dessa forma, ter-se-ia um total de 400 cargas com sistemas de 5 kW.

A energia gerada por cada painel fotovoltaico durante o dia é determinada conforme a Equação (3.3)

$$E_t = Rad * \eta * A * \Delta t \quad (3.3)$$

Onde:

- E_t : Energia gerada no instante t [kWh]
- Rad : Radiação solar no instante t [kW/m²]
- η : Eficiência dos módulos solares fotovoltaicos
- A : Área total ocupada pelos módulos solares fotovoltaicos
- Δt : Intervalo de tempo (h). No presente trabalho, os cálculos serão sempre realizados em intervalos constantes de uma hora

Da Equação (3.3), observa-se que a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos depende do tipo de painel utilizado: eficiência dos módulos e área total ocupada. Entretanto, por meio da definição de eficiência de um sistema, é possível perceber que o produto entre eficiência η e a área A é constante e representa a potência P dos módulos em kW.

Rearranjando a Equação (3.3), utilizando o conceito de eficiência, obtém-se a equação (3.4) que permite o cálculo da energia produzida pela GDFV em cada intervalo de tempo, tendo como base a potência instalada na localidade e a radiação solar.

$$E_t = Rad * P * \Delta t \quad (3.4)$$

Para a avaliação das diferentes formas de inserção de GDFV na rede, sugere-se a criação de três cenários:

- a) *Net metering*: para este cenário, a GDFV será instalada em unidades consumidoras obedecendo aos patamares de consumo de cada unidade. Nesse cenário, uma vez determinado que esta unidade instalará um sistema, a potência de GDFV será proporcional ao consumo daquela unidade.
- b) *Feed in pequena*: em locais onde o incentivo à GDFV é do tipo tarifa *feed in*, cria-se uma tendência à instalação de sistemas de tamanho próximo ao limite máximo para qual se tem a tarifa mais atrativa. Por exemplo, se as tarifas *feed in* são mais elevadas para sistemas que possuam potência entre 0 a 5 kW do que para sistemas entre 5 e 10 kW, há uma tendência de surgimento de sistemas na primeira faixa de potência. Para simular esse tipo de política, adotou-se um cenário que insere GDFV com potência fixa de 5 kW em cargas espalhadas pelo alimentador.
- c) *Feed in Média*: de forma análoga as tarifas *feed in pequena*, existem faixas de sistemas com potência um pouco mais elevada. Com o objetivo de se comparar o efeito desta política no impacto da geração solar na rede, cria-se esse cenário, que adotará sistemas com potência fixa de 10 kW distribuídos no alimentador (Vieira, 2016) modificado.

A representação de cenários deu-se com o intuito de exemplificar as diferentes formas de instalação da GDFV, almejando comparar seus efeitos na rede em cada uma das situações.

3.3 FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS

O método consiste na determinação dos impactos que a GDFV pode causar nas redes de distribuição, levando em conta o tamanho da geração que será inserida (determinado de acordo

com os cenários propostos na Seção 3.2), e também os dados necessários ao cálculo do fluxo de potência (consumo, curva de carga e irradiação solar).

Para a realização do procedimento, utiliza-se o apoio de duas ferramentas computacionais. A primeira delas é o *software* ProgGeoPerdas, que disponha da modelagem dos arquivos necessários para a o cálculo do fluxo de potência que será executado pela segunda ferramenta computacional, o *OpenDSS*.

3.3.1 ProgGeoPerdas

O software ProgGeoPerdas é a ferramenta utilizada pela ANEEL para a apuração das perdas técnicas nas redes de distribuição do Brasil. A sua interface gráfica é mostrada na Figura 3.2.

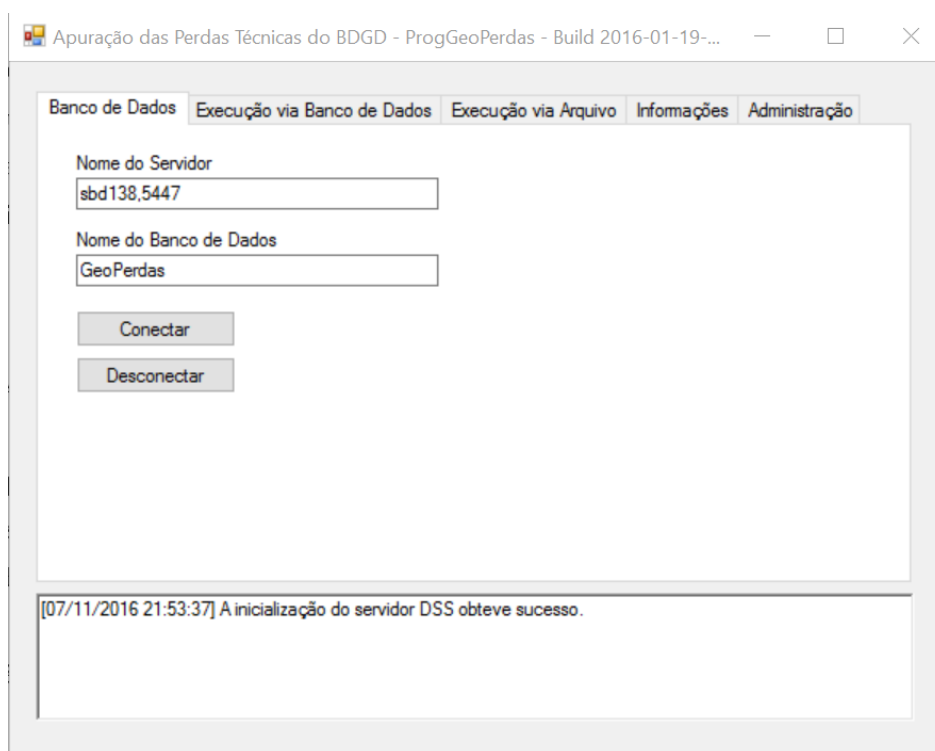


Figura 3.2 – Interface gráfica ProgGeoPerdas.

Para a utilização do ProgGeoPerdas, é necessária a elaboração de um banco de dados via ferramenta *SQL server* (ferramenta computacional do Windows) com os dados de carregamentos físicos das distribuidoras. Entende-se por carregamentos físicos todos os dados referentes às curvas de carga, patamares de consumo, quantidade e potências dos

transformadores, bitolas dos condutores, reguladores de tensão e características dos ramais de alimentação.

Neste trabalho, a utilização do ProgGeoPerdas limita-se à determinação dos arquivos necessários para a execução do *OpenDSS*. Assim, a partir dos dados físicos fornecidos pela concessionária, é possível modelar a rede real da distribuidora, de modo a executar o fluxo de potência por meio do *OpenDSS*.

Em resumo, o software ProgGeoPerdas analisa detalhadamente as perdas técnicas e não técnicas para uma ou várias distribuidoras simultaneamente, gerando arquivos utilizados no fluxo de potência do *OpenDSS*. Ademais, há a possibilidade da criação de um banco de dados, com a interface gráfica de fácil utilização.

3.3.2 OpenDSS

O *OpenDSS (Distribution System Simulator)* é uma ferramenta computacional produzida pela EPRI (*Electric Power Research Institute*) e direcionada às simulações que envolvem as áreas de *Smart Grids* e sistemas de potência. A interface gráfica é apresentada na Figura 3.3

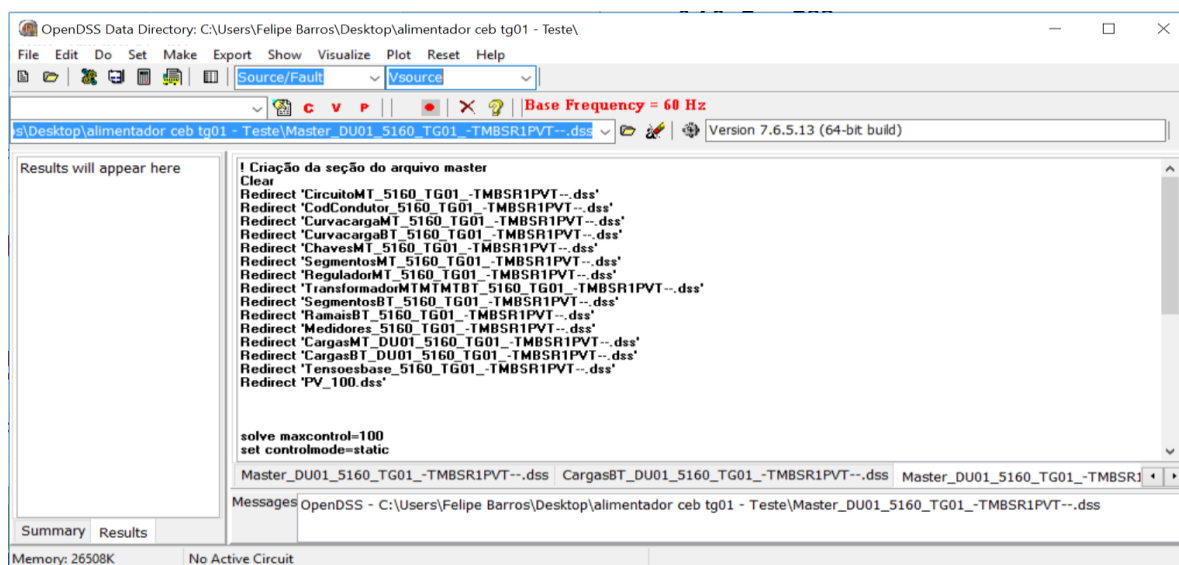


Figura 3.3 – Interface gráfica *OpenDSS*

A linguagem de programação do *OpenDSS* é baseada em elementos básicos dos circuitos comumente utilizados para a construção de uma rede elétrica de distribuição. Para ser inicializada a simulação, é necessária a declaração de uma barra *swing* de referência de forma a ter os valores de fronteira para os cálculos do fluxo de potência. Os demais elementos – como geradores, transformadores, reguladores de tensão, linhas de transmissão e cargas – são declarados com seus respectivos dados para se compor o sistema.

Além disso, é possível definir diferentes recursos para a simulação dos circuitos. Alguns desses recursos são listados a seguir:

- Fluxo de Potência
- Fluxo Harmônico
- Curto-Circuito
- Estabilidade

No presente trabalho, são utilizados os métodos dos fluxos de potência e harmônico. As características de cada modelo de cálculo são brevemente apresentadas.

O fluxo de potência pode ser executado de diferentes maneiras, incluindo os modos padrão, diário ou anual, *Monte Carlo*, e por fim, aquele que permite que a carga varie em função do tempo (RADARTZ, 2015). Para o modo diário, em geral realiza-se 24 vezes o cálculo de fluxo de potência, correspondente a cada hora do dia, e, também é possível realizar o cálculo para minutos e até segundos. Para o fluxo harmônico, realiza-se o cálculo do fluxo de potência para a frequência fundamental. Em seguida, o cálculo é refeito para todas as frequências ímpares múltiplas da fundamental até a 13^o ordem, obtendo-se assim 24 valores de tensão ou corrente para cada uma das ordens.

Ambos os métodos apresentam o mesmo algoritmo para o cálculo do fluxo de potência, nesse caso o método de *Newton* (observação: não se trata de *Newton-Raphson*). Além disso, o *OpenDSS* utiliza o método de *KLU* solve, que é uma ferramenta matemática para o cálculo da matriz de admitâncias nodais. Ele também realiza a sua inversão, de modo a otimizar a solução do fluxo de potência.

Além disso, o programa oferece a interface *COM* (*Component Objec Model*), que permite a execução de novas soluções customizadas de programas externos, como MATLAB, por exemplo, que possibilita a programação de códigos de forma a controlar o *OpenDSS*, independentemente de qualquer banco de dados ou arquivos de textos.

Dessa maneira, o primeiro fator que justifica a escolha do software *OpenDSS* é a sua capacidade de lidar com redes que apresentam unidades com GD e realizar o fluxo de potência ao longo de um período terminado. O segundo fator é a adoção do *software* pela ANEEL, de forma a calcular o fluxo de potência (para análise de perdas) das distribuídas de forma mais assertiva que o modelo previamente utilizado (ANEEL, 2014).

Por fim, são apresentados os pontos positivos e negativos do *software OpenDSS*.

1) Pontos positivos:

- Velocidade e eficiência computacional.
- Acomodação de qualquer modelo de carga (O *OpenDSS* utiliza fontes de compensação para representar as não-linearidades dos modelos).
- Automatização do *software* por meio da interface *COM*.
- Código livre, *open source* (um dos motivos pelo qual a ANEEL adotou o *OpenDSS* para realização dos cálculos de perdas técnicas).

2) Pontos negativos:

- Não realiza estudos de transitórios em sistemas elétricos.
- Não possui uma interface gráfica elaborada e de fácil utilização.
- Complexidade no entendimento de sistemas de potência e, também, a necessidade de se conhecer as linhas de comando.

3.4 DETERMINAÇÃO DOS IMPACTOS DA GDFV

O objetivo do trabalho é identificar os diversos impactos provenientes da geração solar que resultam em modificações das grandezas do sistema elétrico, tendo em vista a dimensão dos sistemas fotovoltaicos inseridos (indicados de acordo com os cenários da Seção 3.2).

As etapas do fluxograma que determina os impactos são apresentadas abaixo:

- a) A primeira etapa consiste em determinar os diferentes cenários a serem avaliados e, assim, identificar os impactos – tensão, corrente, perdas, desequilíbrio de tensão e distorções harmônicas – causados pela adoção de políticas de incentivo.
- b) O fluxo de potência é executado para cada nível de penetração. Os dados coletados são referentes às 24h de um dia útil.
- c) O tamanho da GDFV varia de acordo com o incentivo regulatório analisado – vide Seção 3.2.1.
- d) A irradiação solar é constante, portanto, é utilizada apenas uma curva de irradiância para todas as simulações.
- e) Os dados das curvas de carga e patamares de consumo são obtidos a partir dos dados físicos fornecidos pela concessionária.

Na Figura 3.4 o fluxograma da determinação dos impactos é exposto, e os códigos implementados para a execução do fluxo de potência no *MatLab*® e *OpenDSS* são apresentados no Apêndice deste trabalho.

Após esta etapa, os resultados são comparados, permitindo então determinar os impactos que a adoção de diferentes políticas de incentivo resultam nos parâmetros aqui estudados.

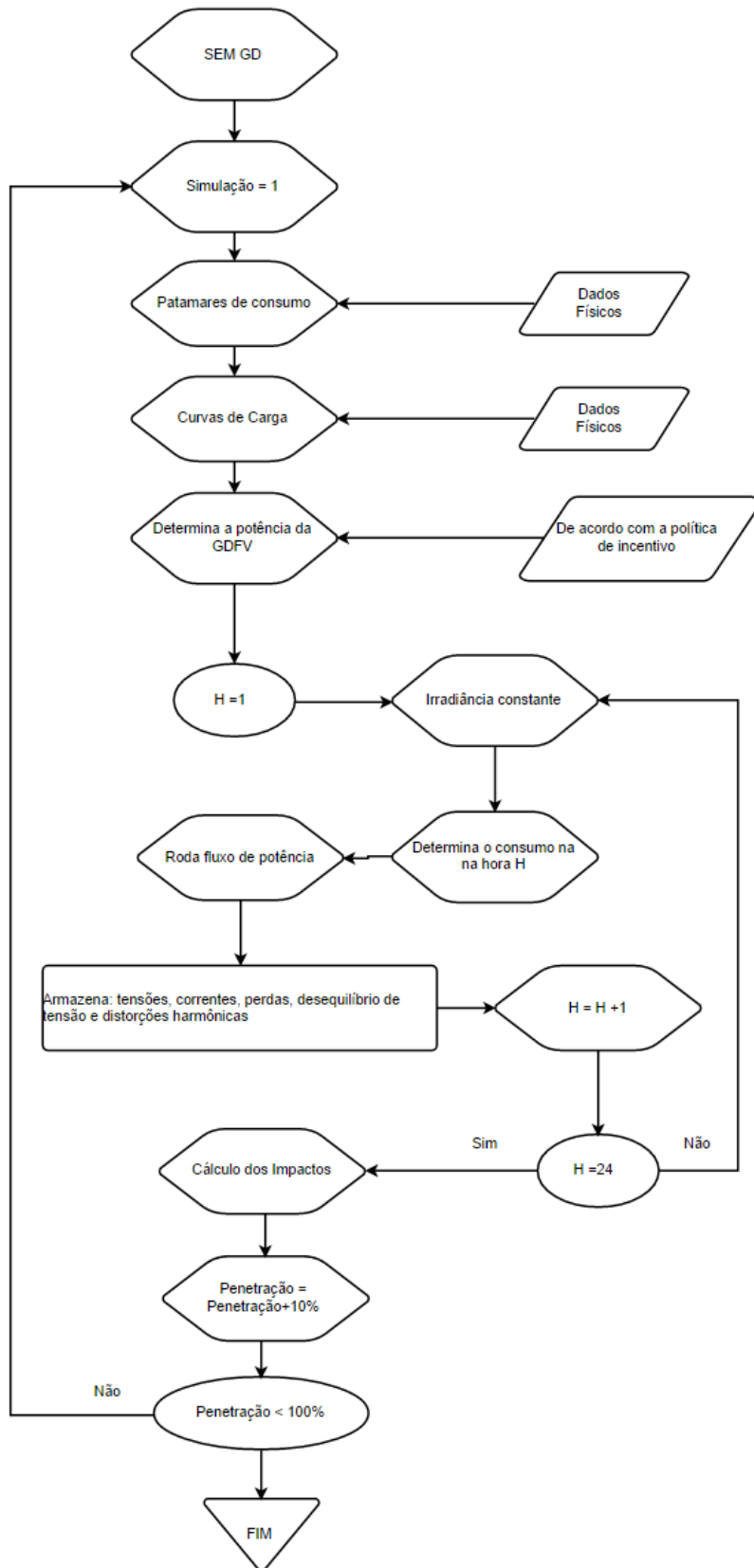


Figura 3.4 – Fluxograma representativo do método para determinação dos impactos da GDFV.

3.4.1 Níveis de Penetração

Segundo Vieira (2016), o nível de penetração de um sistema fotovoltaico pode ser medido como a relação entre a energia gerada em um determinado período de tempo e a energia consumida nesse mesmo período. A determinação do nível de penetração é feita de acordo a Equação (3.5).

$$Pen_1 = \frac{E_G}{E_C} \quad (3.5)$$

Onde:

- E_G : É a energia total gerada pelos sistemas solares fotovoltaicos [kWh]
- E_C : É a energia total consumida pelas unidades consumidoras [kWh]

Para que uma residência possa gerar o equivalente ao seu consumo, é necessária uma potência relativamente alta de GDFV. Isso se justifica pelo baixo fator de capacidade dos geradores fotovoltaicos. Dessa forma, opta-se por limitar os estudos a níveis de penetração inferiores ou iguais a 100%, conforme a Tabela 3.1:

Tabela 3.1 – Agrupamento dos níveis de penetração. Fonte: VIEIRA (2016) modificado.

Nível de Penetração	Grupos
0% (Sem GDFV)	Caso base para fins de comparação
≈ 10% a 30%	Baixa Penetração
≈ 30% a 60%	Média Penetração
≈ 60% a 100%	Alta Penetração

O cálculo dos impactos é feito por meio do fluxo de potência para cada nível de penetração. Porém, ainda é necessária a determinação de alguns parâmetros para o cálculo desse fluxo. Por essa razão, a seção seguinte aborda os principais dados para o cálculo dos impactos propostos.

3.4.2 Dados

Para a identificação dos impactos ora mencionados, conforme Vieira (2016), é necessário conhecer as seguintes variáveis:

- a) Configuração do alimentador:
 - i. Bitola e comprimentos dos cabos
 - ii. Características dos transformadores
 - iii. Forma de conexão entre os diversos elementos do circuito”

- b) Tensão na barra de referência:
 - i. Valor de referência utilizado para cálculo das demais grandezas do circuito

- c) Potência (ativa e reativa) nas barras que representam as unidades de consumo:
 - i. Patamar de carga de todas as unidades consumidoras durante cada dia (inclui o nível de consumo e a forma de curva de carga)
 - ii. Quantidade de energia gerada pela GDFV (Inclui o tamanho dos sistemas instalados, bem como a radiação solar na região)

A configuração dos alimentadores é sabida pelas distribuidoras e seus valores são fixos, pois estas são grandezas físicas (resistência e reatâncias) que não variam estatisticamente. De maneira similar, a tensão na saída do alimentador da subestação é controlada e pode, conseqüentemente, ser utilizada como tensão de referência. Esse valor pode ser estabelecido como 1 pu por exemplo, ou como uma quantidade ligeiramente superior (algo como 1,05 pu) para que, mesmo com a queda de tensão ao longo do alimentador, a tensão nas barras não seja inferior a determinados limites.

Em contrapartida, os demais dados que são aqui utilizados – a saber, potência das barras, curvas de cargas e patamares de consumo – são predefinidas pela concessionária a ser empregada nos estudos de caso, a partir dos dados físicos de energia fornecidos para a execução do ProgGeoPerdas. Já a curva de irradiância foi escolhida de forma arbitrária.

3.4.3 Curvas de carga

De posse dos dados físicos, a modelagem da rede é realizada no ProgGeoPerdas e a partir disso, os arquivos *DSS* (arquivos necessários para a execução do *OpenDSS*) são obtidos. Assim, por meio dos arquivos de curvas de carga gerados, é possível apresentar as diferentes tipologias adotadas pela concessionária para aquele alimentador em análise.

Os dados de medição são obtidos durante as campanhas realizadas pelas concessionárias. Dessa forma, são determinadas diversas tipologias, cada uma representando uma faixa de mercado da distribuidora. A Figura 3.5 apresenta as tipologias para a Companhia Energética de Brasília – CEB, distribuidora selecionada para o presente estudo.

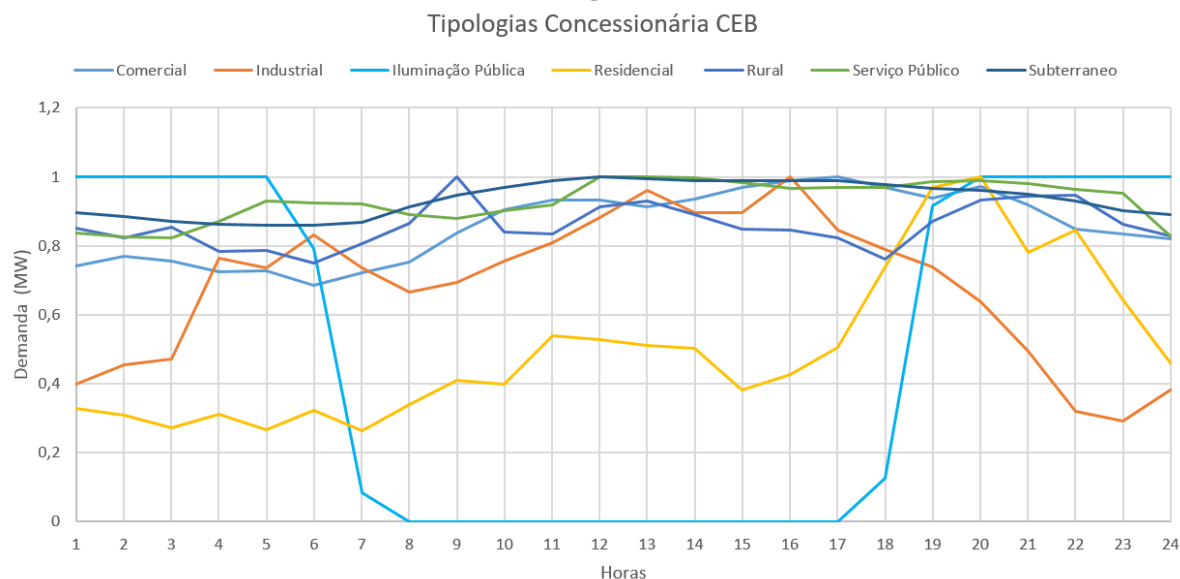


Figura 3.5 – Curvas de cargas típicas da área de concessão da CEB.

Portanto, cada carga está associada à sua curva de carga. Essa seleção é realizada pelo ProgGeoPerdas de acordo com os dados físicos. Dessa maneira, neste trabalho, as curvas de carga estão fixadas para cada consumidor e não possuem nenhum critério probabilístico de seleção.

3.4.4 Patamares de consumo

A ANEEL determina que as concessionárias realizem campanhas de medição com o objetivo de caracterizar as cargas conectadas às redes. Em específico, para os consumidores BT (inferior a 2,3 kV), a campanha deve estratificar as unidades por classe de consumo (residencial, comercial, industrial etc.), e dentro dessas classes, os consumos são agrupados por faixas.

Segundo VIEIRA (2016), “a campanha de medição infere estatisticamente a quantidade de unidades consumidoras. Assim, é possível determinar, dada uma unidade consumidora qualquer de certa distribuidora, a probabilidade de que essa unidade tenha consumo dentro daquela faixa predefinida.”

Contudo, o presente estudo não utiliza os dados das campanhas de medições e, sim os arquivos físicos que a própria distribuidora fornece para ANEEL. Por essa razão, os patamares de consumo são obtidos nos arquivos *DSS*, quando se realiza a multiplicação da potência de uma unidade consumidora pela sua respectiva curva de carga.

Por fim, é oportuno ressaltar que, mesmo de posse dos dados de potência da UC e sua curva de carga, o caráter privado das informações é preservado. Pois os nomes das barras declaradas nos arquivos *DSS* não condizem com o real nome das unidades consumidoras.

3.4.5 Radiação solar

A curva de irradiância utilizada nesse estudo, representada na Figura 3.6, exibe os valores médios de radiação solar ao longo do dia para a região do Distrito Federal.

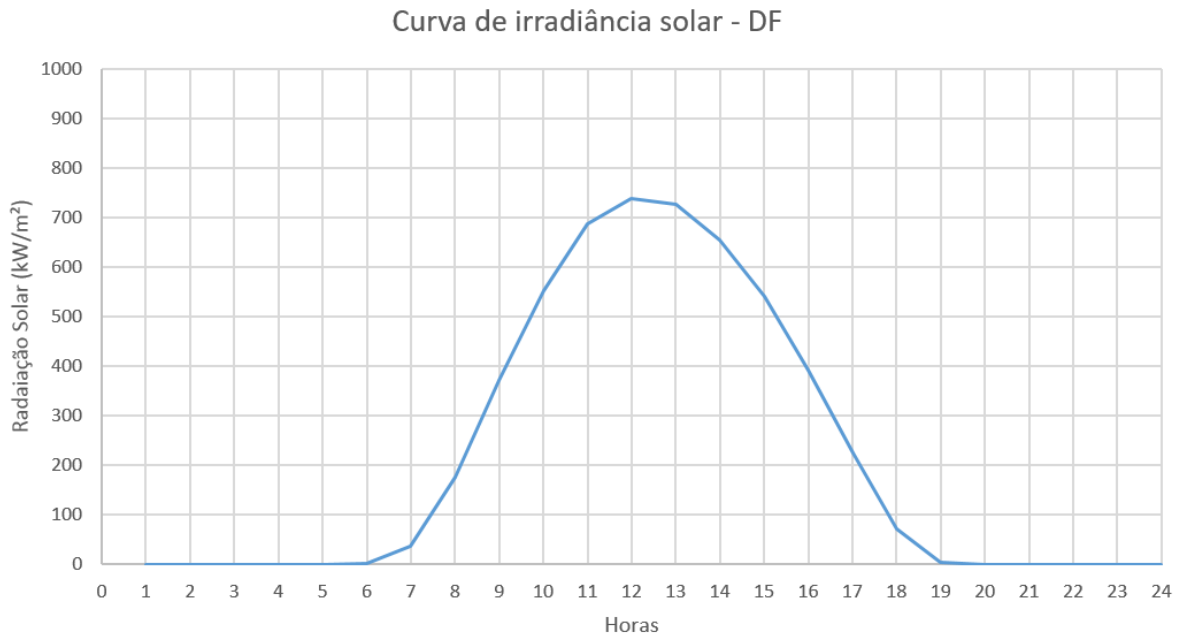


Figura 3.6 – Média da radiação solar fotovoltaica no Distrito Federal. Fonte: (INMET, 2015).

Para este trabalho opta-se por considerar a curva de irradiância constante, pois o objetivo inicial é analisar os diferentes impactos causados pela GDFV.

De posse dos dados de curva de carga, dos patamares de consumo e da radiação solar, é possível então a aplicação dos fluxos de carga, conforme o fluxograma da Figura 3.4, para obtenção dos impactos da GDFV.

3.5 CÁLCULO DOS IMPACTOS

3.5.1 Tensão

O impacto da inserção de GDFV nos níveis de tensão das unidades consumidoras é calculado com base na tensão de referência sem GDFV. Por exemplo, adota-se 1 pu para referência na subestação. Em seguida, seleciona-se um determinado ponto para as medições e define-se a tensão do caso base (sem GDFV). Dessa forma, é possível analisar o comportamento das tensões quando da inserção de diversos valores de penetração.

Além disso, utiliza-se o Módulo 8 do PRODIST como referência para verificar as tensões fora dos limites. Segundo a ANEEL, as faixas entre 1 kV e 69 kV, adotam -7% e +5% para subtensão

e sobretensão, respectivamente. Já para as tensões de atendimento inferiores a 1 kV, os limites estabelecidos são valores específicos determinados com base na tensão nominal (ANEEL, 2016).

A formula de cálculo das tensões é dada pela Equação (3.6).

$$V^{Pen} = \sum_{h=1}^{24} \frac{1}{24} * V(h) \quad (3.6)$$

Onde:

- V^{Pen} : Valor das tensões no nível de penetração pen .
- $V(h)$: Valor da tensão da fase A no horário h .

O valor das tensões V^{Pen} é calculado para cada nível de penetração e para cada política.

3.5.2 Correntes

De forma similar às tensões, o cálculo do impacto da inserção de GDFV nos perfis de corrente é feito na saída do alimentador. Determina-se, então, o valor das correntes para o caso sem GDFV e, em seguida, observa-se o comportamento à medida que se aumenta os níveis de penetração.

A formula de cálculo das correntes é dada pela Equação (3.7)

$$I^{Pen} = \sum_{h=1}^{24} \frac{1}{24} * I(h) \quad (3.7)$$

Onde:

- I^{Pen} : Valor das correntes no nível de penetração pen .
- $I(h)$: Valor da corrente da fase A no horário h .

O valor das correntes I^{Pen} é calculado para cada nível de penetração e para cada política.

3.5.3 Perdas

As perdas são calculadas pelo fluxo de potência para cada segmento de média e baixa tensão, transformadores e nos ramais de distribuição para cada hora do dia, de acordo com a Equação (3.8).

$$P^{Pen} = \sum_{h=1}^{24} \frac{1}{24} * P(h) \quad (3.8)$$

Onde:

- P^{Pen} : Valor das perdas em todos os elementos do alimentador no nível de penetração pen [kWh].
- $P(h)$: Valor das perdas no horário h .

O valor das perdas P^{Pen} é calculado para cada nível de penetração e de política de incentivo. Dessa forma, é possível determinar qual o impacto nas perdas, quando da inserção de GDFV para diferentes penetrações.

3.5.4 Desequilíbrio de Tensão

O desequilíbrio de tensão é calculado de acordo com o método das componentes simétricas citado na Seção 2.6 para as 24h de um dia útil. De posse desses dados diários, aplica-se um tratamento estatístico que consiste no cálculo do k-ésimo percentil P_k . Este percentil corresponde ao valor x_k de eventos ordenados (por ordem crescente dos dados). Portanto P_k indica o valor para o qual estão k% de toda informação, onde $0 \leq k \leq 1$. Dessa forma, é possível fornecer o fator do desequilíbrio não ultrapassando 95% ($k=95\%$) dos valores encontrados de acordo com a Equação (3.9).

$$P_k = K_{95\%} \quad (3.9)$$

Onde:

- P_k : Valor do percentil para o Fator K em um ponto escolhido do alimentador que foi superado em apenas 5% dos valores encontrados.
- K : Valores do Fator K em 24h.

O valor P_k é calculado para cada nível de penetração e para cada política.

3.5.5 Distorções harmônicas

Segundo o módulo 8 do PRODIST, a fórmula para o cálculo da grandeza DHT (Distorção Harmônica Total) é demonstrada pela Equação (3.10).

$$DHT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{\max}} V_h^2}}{V_1} \times 100 \quad (3.10)$$

Onde:

- V_h : é o valor da tensão Harmônica de ordem h.
- H_{\max} : é a ordem harmônica máxima.
- H : é a ordem harmônica.
- V_1 : : É a tensão fundamental medida.

O cálculo do DHT é feito para as 24 horas do dia. Assim, de forma similar ao desequilíbrio de tensão, é realizado um tratamento estatístico com os dados, obtendo-se o valor do percentil, não ultrapassando 95% dos valores das distorções harmônicas medidas em 24 horas, tal qual elucidada pela equação (3.11).

$$P_k = DHT_{95\%} \quad (3.11)$$

Onde:

- DHT^{Pen} : Valor da distorção harmônica total para o nível de penetração.
- DHT : Valores de distorções totais em 24h.

Dessa forma, é possível comparar os valores de DHT quando não há GDFV e da inserção de um certo nível de geração solar.

3.6 ESTUDO DO ALIMENTADOR TG-01

O alimentador TG-01 encontra-se em Brasília – DF, na área de concessão da CEB. Este alimentador atende às unidades consumidoras residenciais e comerciais nas regiões administrativas de Taguatinga e Águas Claras, possuindo cargas MT e BT. A Figura 3.7 apresenta o percurso simplificado do alimentador e a posição dos transformadores de distribuição. A potência dos transformadores é mostrada na Figura 3.8



Figura 3.7 – Percurso do alimentador TG-01. Fonte (Shayani, 2010)

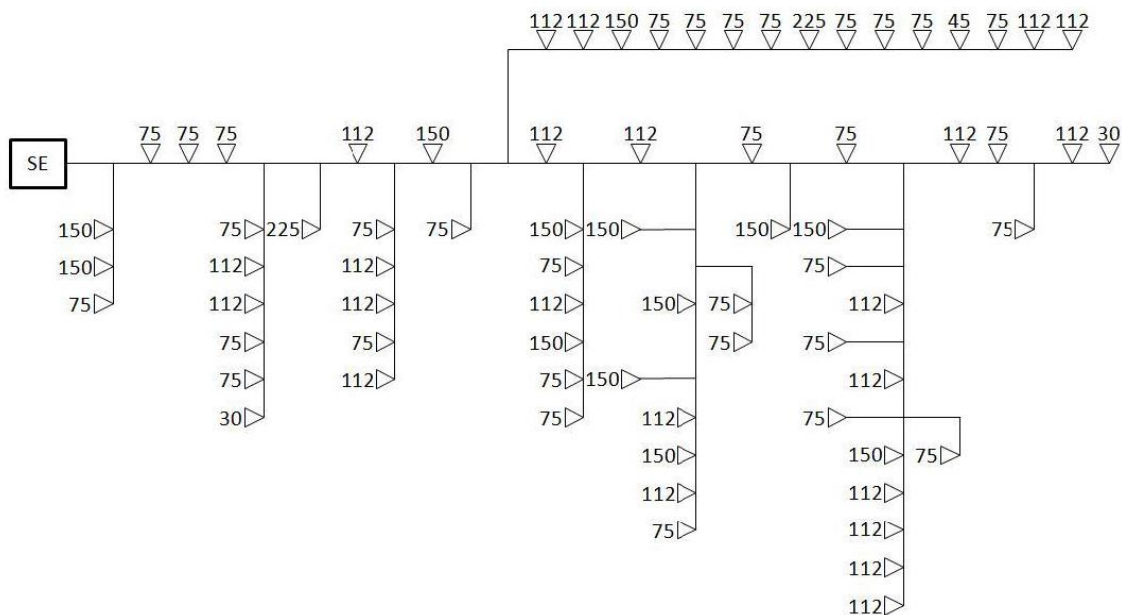


Figura 3.8 – Potência dos transformadores do alimentador TG-01, em kVA (Shayani, 2010)

3.6.1 Dados do Alimentador TG-01

Enfatiza-se, primeiramente, que por meio dos arquivos de cargas gerados pelo ProgGeoPerdas, constata-se que o alimentador TG-01 abrange a 4932 unidades consumidoras e 1582 comércios. Além disso, as informações utilizadas são originárias dos dados físicos fornecidos pela distribuidora CEB a ANEEL. Portanto, todas as curvas de carga, patamares de consumo, potência das barras, impedâncias e reatâncias dos condutores, distâncias dos ramais e transformadores à subestação, já estão definidos após a modelagem da rede.

Dada a grande quantidade dos arquivos com estas informações, opta-se por disponibilizar de maneira online na página:

<https://drive.google.com/file/d/0B6SXB9RE8q56NXg2S2o2OXJmNjA/view?usp=sharing>

3.6.2 Definição dos Cenários para o TG – 01

O método descrito na Seção 3.2 é aplicado ao alimentador TG-01, e dividido em duas etapas, apresentadas a seguir:

- i. A partir do arquivo gerado pelo ProGeoPerdas, escolhe-se aleatoriamente uma barra entre todas as 7268 barras onde estão conectadas as unidas consumidoras;
- ii. Determinam-se dois pontos de medição, a saber – um ponto próximo a subestação e outro afastado do alimentador – em consonância com o incentivo regulatório escolhido.

Na etapa **i** descrita acima, a escolha aleatória é feita com base no arquivo de cargas gerado pelo ProgGeoPerdas. Utiliza-se uma tabela no Excel para embaralhar aleatoriamente (por meio da função *rand*) todas as cargas do alimentador, a partir desse sorteio, a escolha das cargas é realizada de acordo com a lista gerada pelo próprio Excel, de forma que não é realizado um novo sorteio depois de se ter escolhido uma carga.

Na etapa **ii**, a política de incentivo escolhida define a maneira que a GDFV é instalada, de acordo com Vieira (2016):

- a) *Net metering*: a potência da GDFV que deve ser instalada em cada unidade consumidora deve ser igual a toda energia consumida por aquela unidade, de forma que toda a energia gerada pelo sistema fotovoltaico é usada para suprir a demanda da unidade consumidora.
- b) *Feed in* pequena: a potência da GDFV que deve ser instalada é sempre constante e igual a 5 kW na unidade consumidora, independentemente do consumo.
- c) *Feed in* média: a potência da GDFV que deve ser instalada será sempre constante e igual a 10 kW em todas as unidades que tenham sido nomeadas para receber a geração solar.

Com base nos valores obtidos do *software* ProgGeoPerdas, determinou-se que o consumo total do alimentador é constante e igual a 43,13 MWh/dia. A eficiência de cada sistema foi estabelecida em 80% e a irradiação solar média é de 5,177kWh/m²/dia. Assim, utilizando a Equação (3.1) que define o valor de GD_{Max} , obtém-se a potência de GDFV necessária para se atingir 100% de penetração:

$$GD_{Max} = \frac{43,13 * 1}{0,8 * 1 * 5,177} = 10,41 \text{ MW}$$

Como políticas *feed in* pequena e média, implicam na inserção de GDFV em um valor fixo redondo, no caso, 5 kW e 10 kW, respectivamente, optou-se por arredondar a potência total obtida para 10,5 MW e, em cada nível de penetração, escolher valores igualmente arredondados. A Tabela 3.2 resume os valores para cada nível de penetração.

Tabela 3.2 – Potência total de GDFV instalada em cada nível de penetração para todas as políticas de incentivo

Penetração (%)	Quantidade de GD (MW)	Número de unidades consumidoras que receberam GD		
		Feed in Pequena	Feed in Média	Net Metering
0	0	0	0	0
10	1,05	210	105	440
20	2,1	420	210	1064
30	3,15	630	315	1673
40	4,2	840	420	2272
50	5,25	1050	525	2973
60	6,3	1260	630	3471
70	7,35	1470	735	3731
80	8,4	1680	840	4555
90	9,45	1890	945	5086
100	10,5	2100	1050	5692

De posse de todos os dados do alimentador TG-01, faz-se possível a execução do cálculo do fluxo de potência. Com isso, o próximo capítulo apresenta os resultados das simulações para todos os impactos propostos anteriormente.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste capítulo são apresentados os resultados numéricos e gráficos advindos do emprego da metodologia descrita no capítulo 3 em um alimentador real. De fato, tratam-se dos impactos causados pela inserção de GDFV, considerando-se diferentes políticas de incentivo regulatório.

4.2 TENSÃO

A Figura 4.1 ilustra o comportamento da influência da inserção de GDFV nos níveis de tensão de um transformador próximo à subestação.

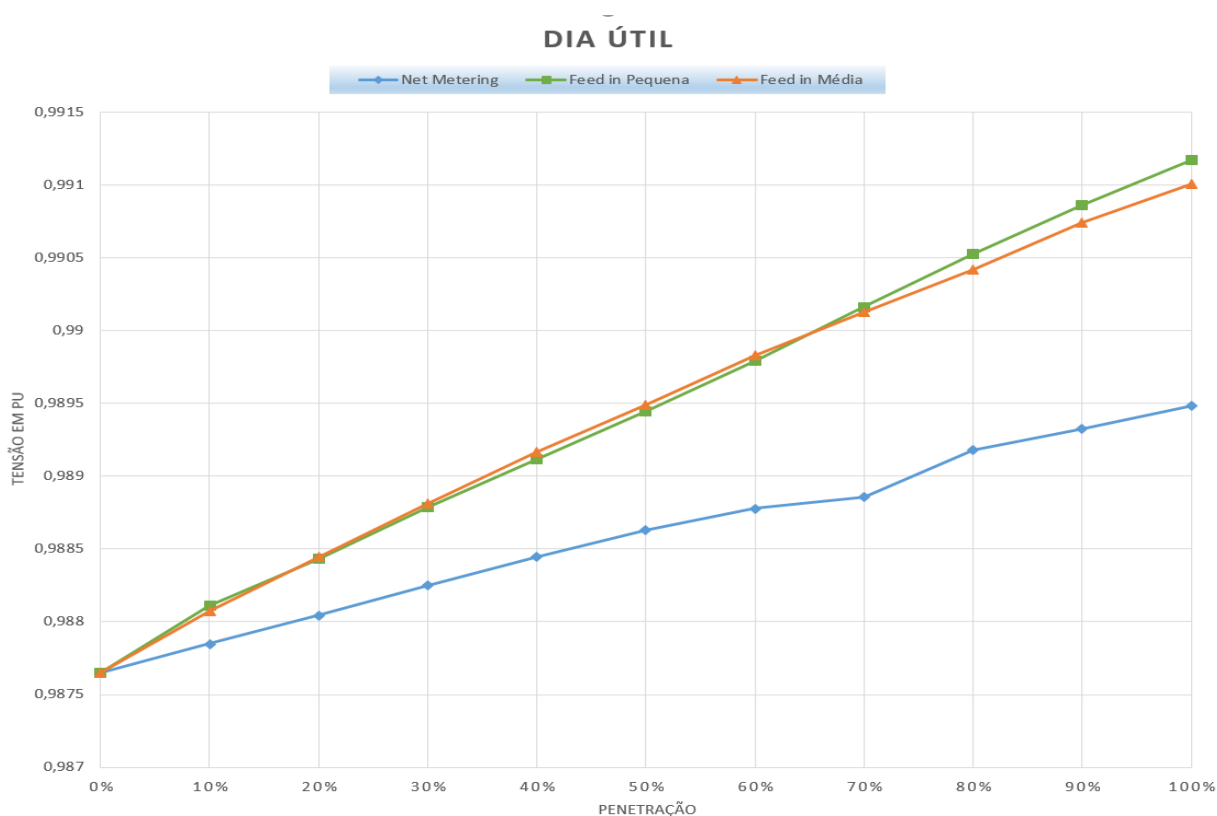


Figura 4.1 – Nível de tensão diário no alimentador TG-01 de acordo com nível de penetração de GDFV

Conforme mencionado no capítulo 3, para a criação deste gráfico, calcula-se a média das tensões considerando-se as 24 horas de um dia para cada nível de penetração.

Ressalta-se da Figura 4.1 que, para as três políticas de incentivo abordadas, os níveis de tensão encontram-se acima do caso base (em que não há GDFV). Depreende-se que com a inserção de GDFV em qualquer política de incentivo, a tensão medida no transformador próximo a subestação cresce com o aumento da penetração. Entretanto, apesar do crescente comportamento da tensão, o máximo nível alcançado, em 100% de penetração (0,9912 pu), se mantém abaixo do limite assegurado pelo Módulo 8 do PRODIST (+5% da nominal).

Além disso, é oportuno notar que, embora a Figura 4.1 mostre que as curvas de *feed in* estejam afastadas das obtidas para *net metering*, os patamares que diferem os resultados de cada incentivo são muito próximos entre si.

As Figuras 4.2 e 4.3 exibem, respectivamente, as tensões do supracitado transformador, quando das condições de 20% e 100% de penetração.

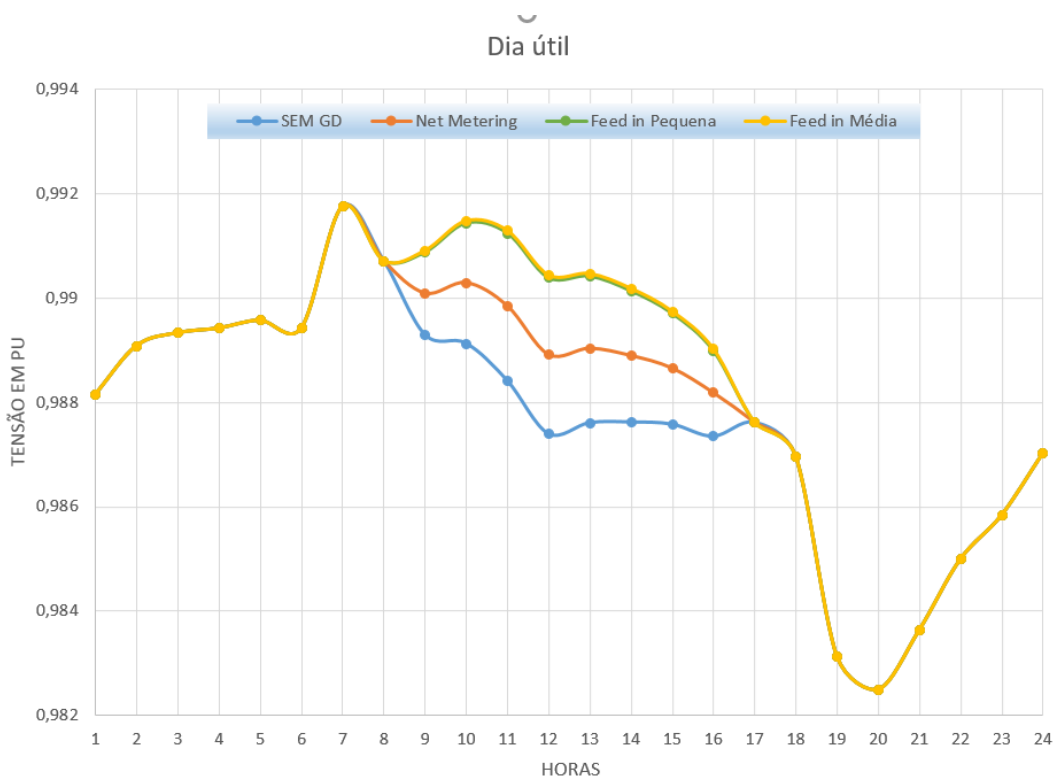


Figura 4.2 – Perfis das tensões por políticas de incentivo de um dia útil – 20% de penetração.

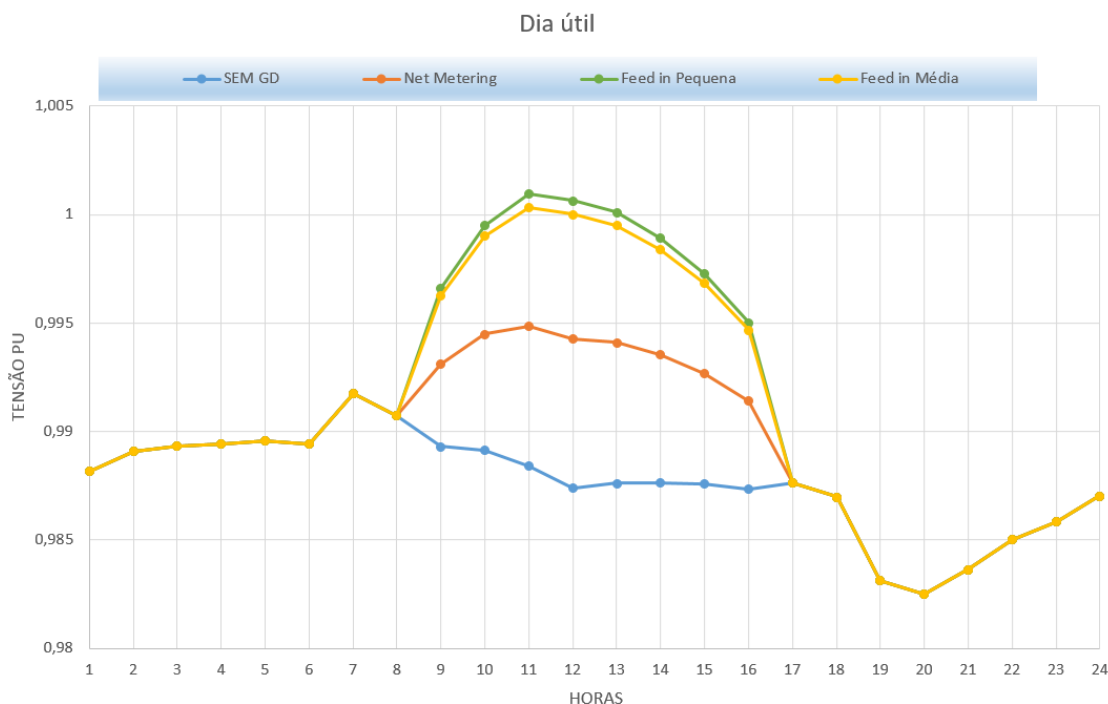


Figura 4.3 - Perfis das tensões por políticas de incentivo de um dia útil - 100% de penetração.

Das Figuras 4.2 e 4.3, observa-se que todas as curvas estão dentro do intervalo de tensão permitido. Além disso, os níveis de tensão para todas as políticas estão muito próximos do caso sem GDFV, denotando um erro médio de 0,53% para os horários de incidência solar – período em que ocorre divergências entre as curvas.

Vale destacar a semelhança entre os gráficos para *feed in pequena*, *feed in média*, e *net metering*. A inserção de 20% de GDFV neste alimentador implica em um aumento de 0,5% pu nos perfis de tensão para uma política *feed in*, e 0,3% para *net metering*. Por outro lado, quando o nível de penetração se encontra em 100%, o aumento das tensões alcança 1,7% se a política de incentivo for do tipo *feed in pequena*, e 1% para *net metering*.

A Figura 4.4 ilustra as tensões para cada tipo de política de um ramal do alimentador.

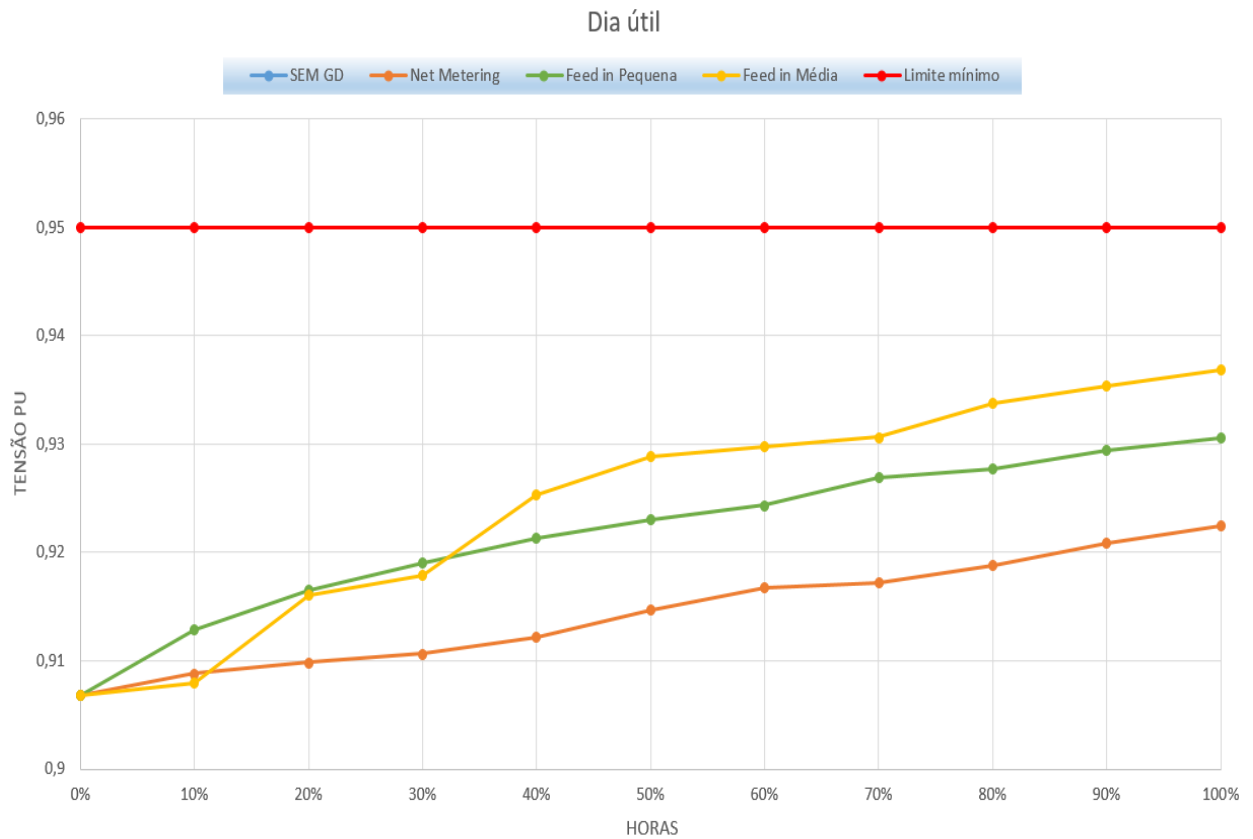


Figura 4.4 – Nível de tensão diário em um dos ramos do alimentador TG01 de acordo com o nível de penetração de GDFV.

A seleção desse ramal apoia-se no fato de se tratar do mais distante da subestação, condição em que as tensões provavelmente apresentam níveis inferiores dos estabelecidos em norma.

Conclui-se da Figura 4.4 que, para o caso base, os níveis de tensão se encontram em 0,913 pu, portanto, fora dos padrões permitidos. Isso se justifica pela queda de tensão que ocorre devido a distância do ramal até o alimentador. Contudo, ressalta-se que a inserção de GDFV culmina na melhora de tais níveis, mesmo que esta variação seja pequena.

Adicionalmente, nota-se que a tensão medida em um ramal denota semelhança de comportamento quando da sua comparação com a adquirida no transformador próximo à subestação. Todavia, na Figura 4.1, o incentivo regulatório que mais contribui para o aumento da tensão no transformador é a *feed in* pequena. Já para a medição no ramal, a Figura 4.4 mostra o maior acréscimo quando da adoção da *feed in* média.

As Figuras 4.5 e 4.6 exibem, respectivamente, as tensões do ramal que está afastado do alimentador com GDFV, quando das condições de 20% e 100% de penetração.

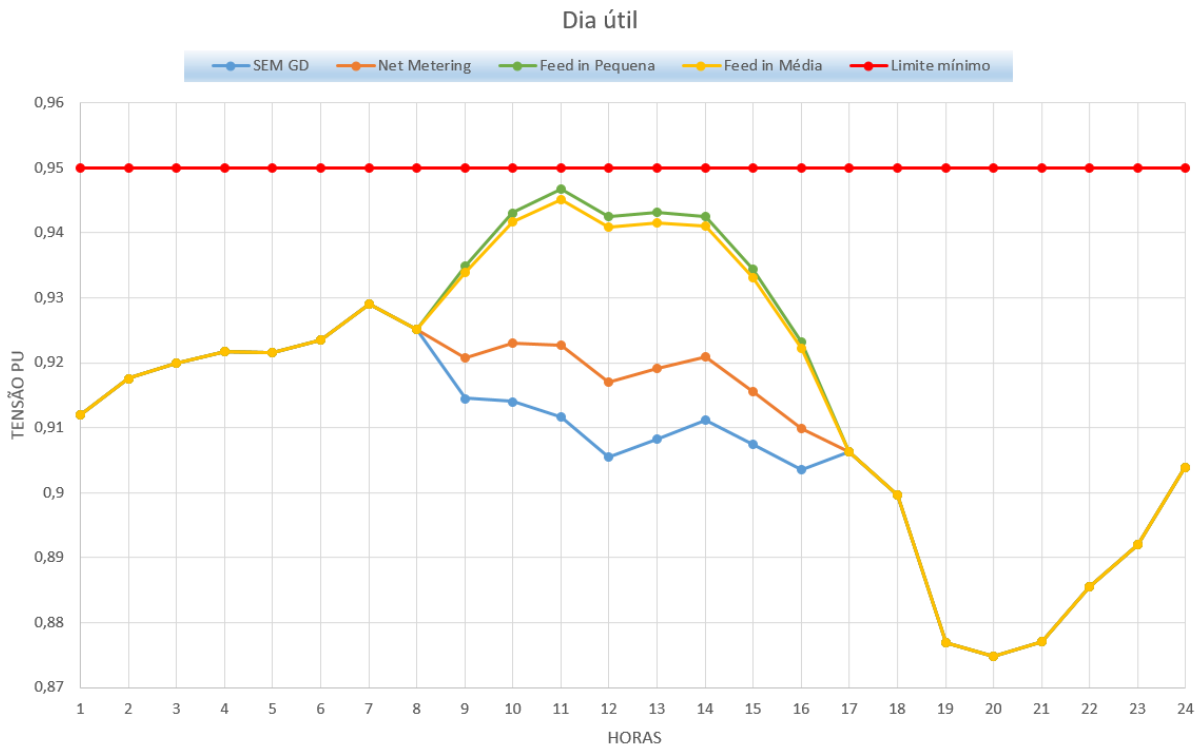


Figura 4.5 – Perfis das tensões por políticas de incentivo de um dia útil - 20% de penetração.

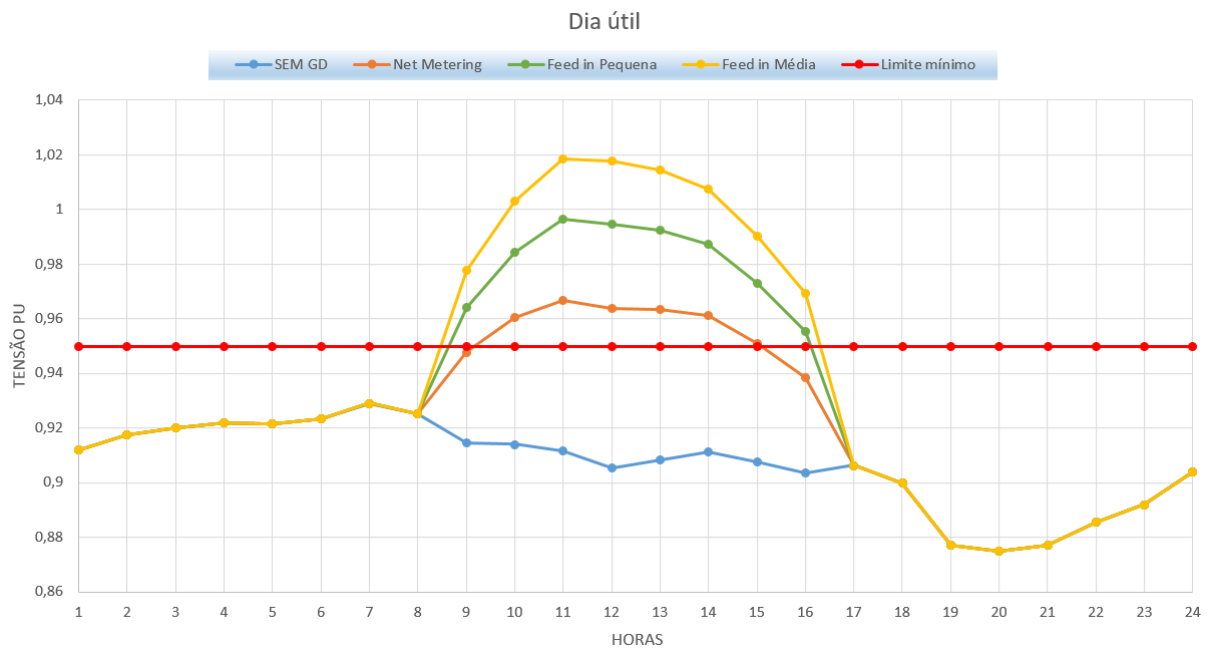


Figura 4.6 – Perfis das tensões por políticas de incentivo de um dia útil - 100% de penetração.

Das Figuras 4.5 e 4.6, pode-se observar que, para uma penetração de 20%, nenhuma das políticas alcançou o nível mínimo requerido por norma, muito embora todas tenham experimentado um crescimento dos níveis de tensão. Nesta condição de inserção, as políticas de tarifas *feed in* resultaram nas maiores elevações nos valores de tensão (aumento de 4%), enquanto que para *net metering* constata-se 0,8%.

Por outro lado, para uma inserção de 100%, todas as políticas apresentaram valores de tensão acima do limite mínimo. Dessa forma, nos instantes de maior geração solar, a adoção de uma política *feed in* média, resulta em um acréscimo de tensão de 11% e, para *net metering*, um aumento de 7%.

É oportuno destacar que para um cenário com 20% de GDFV, a política que mais contribui para a melhora dos níveis de tensão é a *feed in* pequena. Já para elevadas penetrações, o cenário se inverte, e a adoção de um incentivo do tipo *feed in* média, resulta em melhores níveis de tensão. Portanto, infere-se das análises das Figuras 4.5 e 4.6 que, para níveis baixos de penetração, a melhor forma de incentivo regulatório seria um mecanismo do tipo *feed in* pequena. Porém, para um valor máximo de penetração, as políticas deveriam ser modificadas para ações do tipo *feed in* média.

4.3 CORRENTE

A Figura 4.7 ilustra o comportamento da influência da inserção de GDFV nos níveis de corrente do transformador mencionado na seção 4.1.

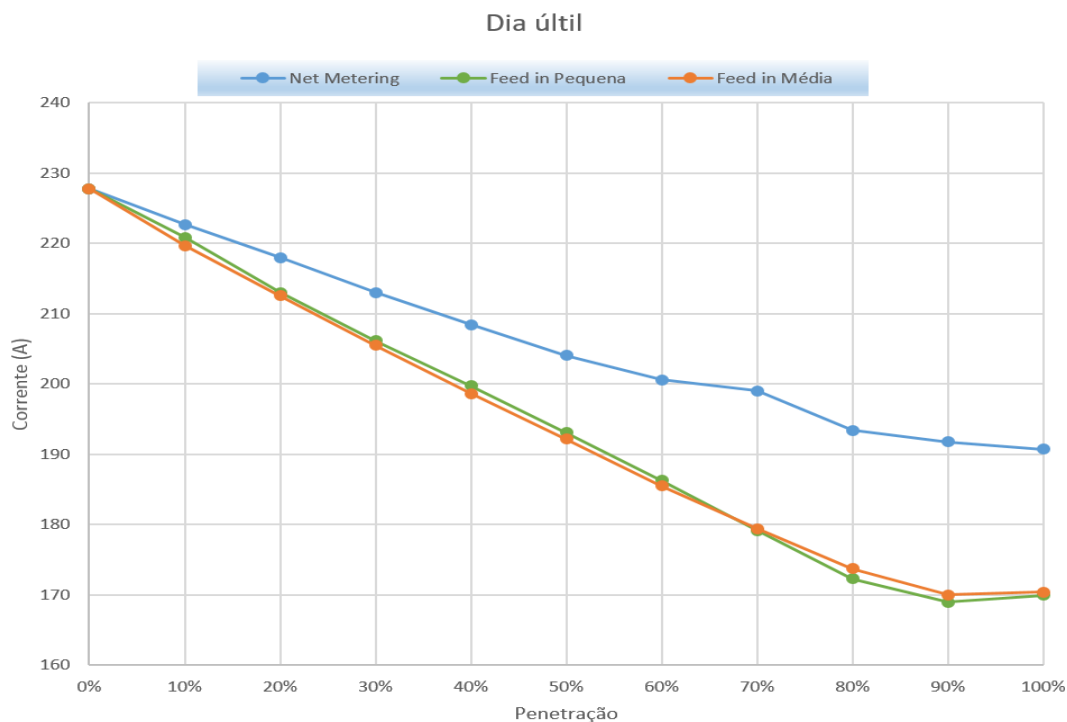


Figura 4.7 – Nível de corrente diário no alimentador TG01 de acordo com o nível de penetração de GDFV.

De maneira similar às tensões, para a montagem deste gráfico, calcula-se a média das correntes considerando-se as 24 horas de um dia para cada nível de penetração.

Depreende-se da Figura 4,7 que, com a inserção de GDFV em qualquer política de incentivo, a corrente medida no transformador próximo à subestação decresce com o aumento da penetração. Entretanto, deste comportamento nota-se que, em 100% de penetração, os níveis voltam a subir para as políticas *feed in*.

Ademais, é oportuno notar que, a adoção de uma política de tarifas *feed in* culmina em maiores reduções dos níveis de corrente, aliviando assim, o alimentador. Porém, a ação de um incentivo regulatório do tipo *net metering* também resultaria em menores valores de corrente, de maneira menos significativa.

As Figuras 4.8 e 4.9 exibem, respectivamente, as correntes do supracitado transformador, quando das condições de 20% e 100% de penetração.

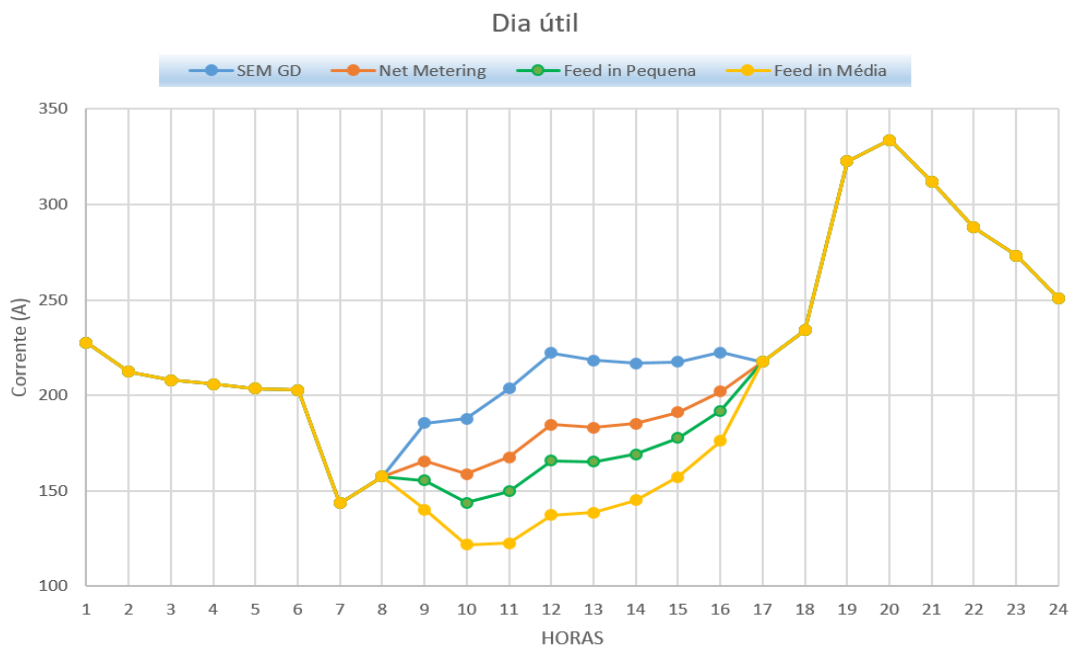


Figura 4.8 – Perfis das correntes por políticas de incentivo de um dia útil - 20% de penetração.

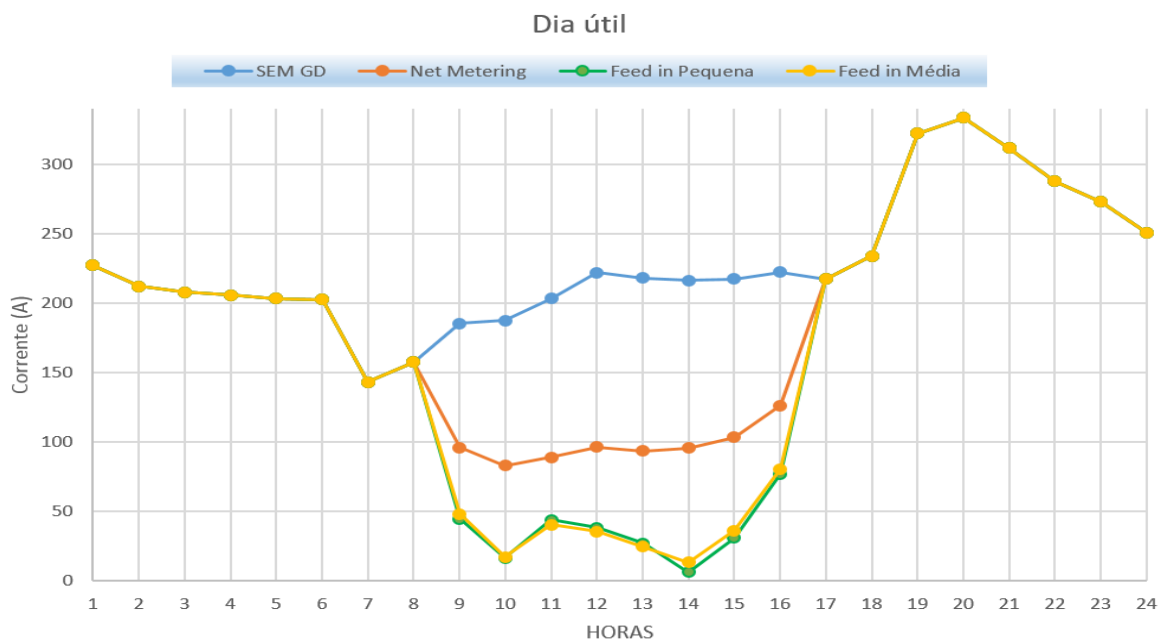


Figura 4.9 – Perfis das correntes por políticas de incentivo de um dia útil - 100% de penetração.

Das Figuras 4.8 e 4.9, pode-se observar que, para uma penetração de 20%, todas as políticas provocam diminuições nos níveis de corrente. Nesta condição, a política de tarifas *feed in média*

resulta em menores valores de corrente (decréscimo de 40%), enquanto que para *net metering* constata-se 19%.

Por outro lado, para uma inserção de 100%, analisa-se o momento em que a geração solar atende a maior parte da demanda do transformador. Dessa forma, nos instantes de maior produção da GDFV, a adoção de políticas *feed in* resulta em um decréscimo de corrente de 98% e, para *net metering*, uma diminuição de 57%.

É oportuno destacar que, para um cenário com 20% de GDFV, a política que mais contribui para a diminuição dos níveis de corrente é a *feed in* média. Já para elevadas penetrações, ambas as políticas *feed in*, resultam em diminuições acentuadas nos perfis de corrente. Portanto, infere-se das análises das Figuras 4.8 e 4.9 que, para níveis baixos de penetração, a melhor forma de incentivo regulatório seria um mecanismo do tipo *feed in* média. Porém, para um valor máximo de penetração, independente da política *feed in* adotada, pequena ou média, as duas implicariam em uma diminuição considerável das correntes.

Por fim, cabe ressaltar da análise da Figura 4.1, a *feed in* pequena apresenta o maior valor de tensão para 100% de penetração, muito embora da investigação da Figura 4.7, verifica-se para esta política, no citado nível de penetração, exibe o menor valor de corrente. Isso ocorre porque baixas correntes acarretam pequenas quedas de tensão. Em consequência, a tensão na subestação é, para a condição de menor queda, a mais elevada.

4.4 PERDAS

A Figura 4.10 ilustra o comportamento da influência da inserção de GDFV nas perdas do alimentador TG-01.

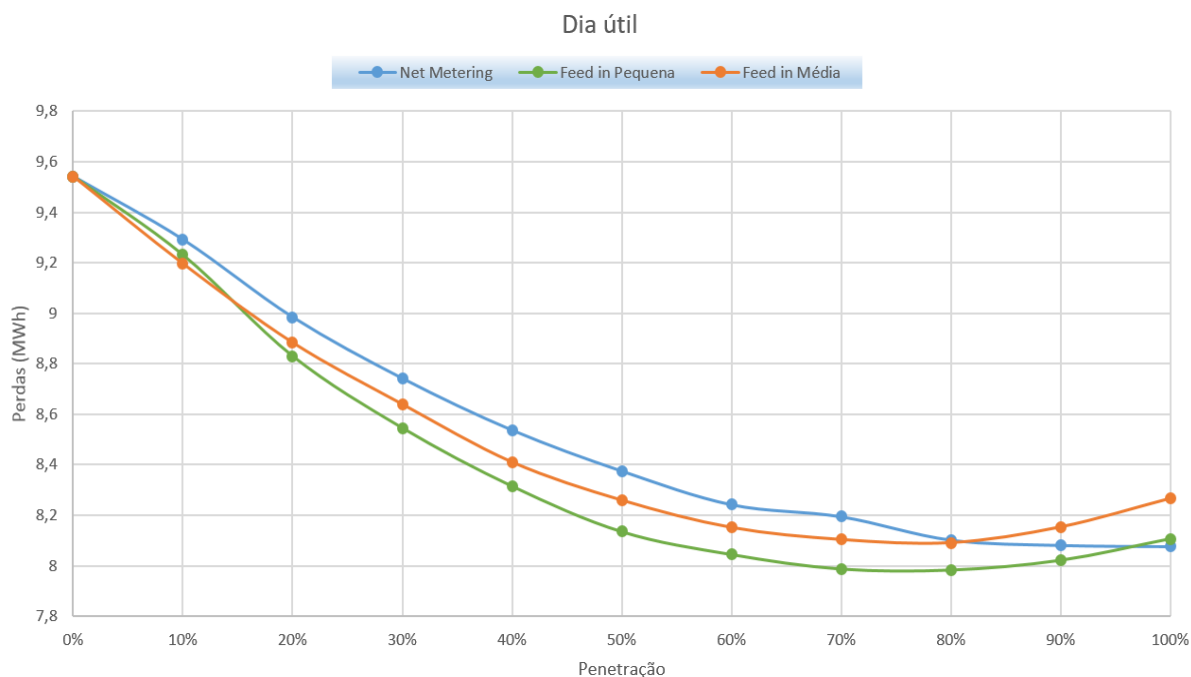


Figura 4.10 – Perdas diário no alimentador TG01 de acordo com o nível de penetração de GDFV.

De acordo com o exposto no capítulo 3, para a criação deste gráfico, calcula-se a média das perdas considerando-se as 24 horas de um dia para cada nível de penetração. Ressalta-se que as perdas ora analisadas, compreendem todos os elementos (transformadores, condutores e ramais de distribuição) do alimentador.

Como pode ser observado na Figura 4.10, com a inserção de GDFV em qualquer política de incentivo, as perdas no alimentador diminuem com o aumento da penetração. Por exemplo, a inserção de 2,1 MW (20% de penetração), implica na redução das perdas de 5,5% para uma política de *net metering*, e de 8% para *feed in*.

Além disso, é oportuno notar que, embora a Figura 4.1 mostre que as curvas de *feed in* estejam contribuindo para a diminuição das perdas até penetrações de 80%, após este ponto as perdas voltam a aumentar. Dessa forma, a adoção de uma política de *net metering*, neste nível de penetração, continuaria a melhorar as perdas no alimentador.

As Figuras 4.11 e 4.12 exibem, respectivamente, as perdas do alimentador, quando das condições de 20% e 100% de penetração.

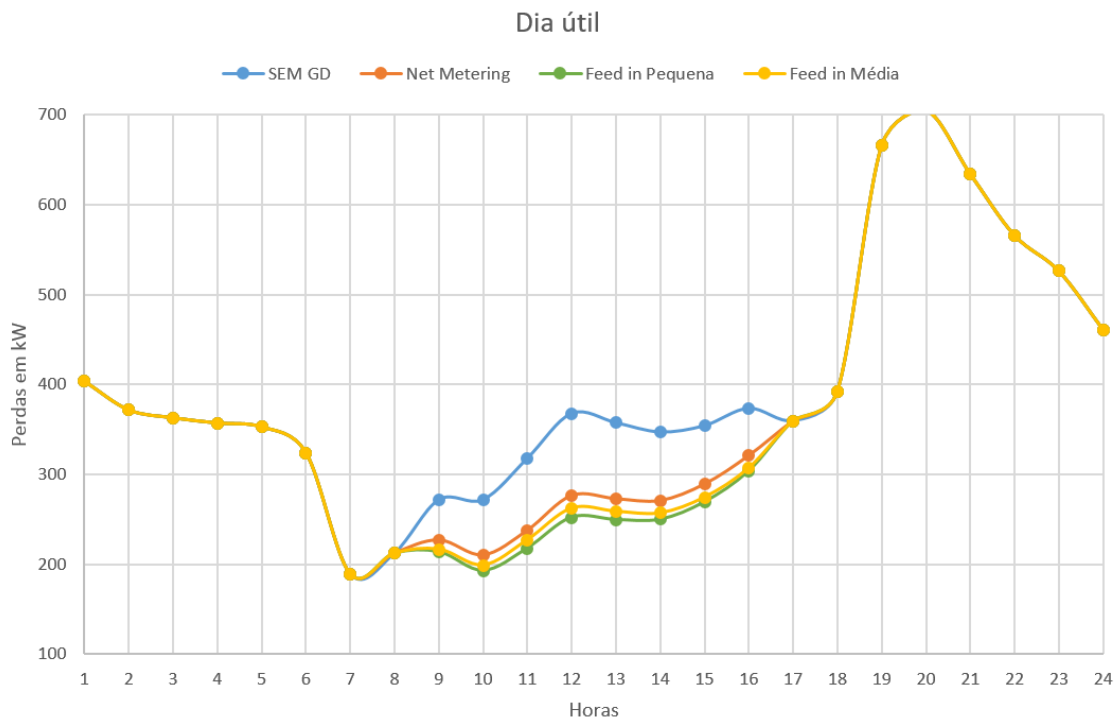


Figura 4.11 – Perfil das perdas por políticas de incentivo de um dia útil - 20% de penetração.

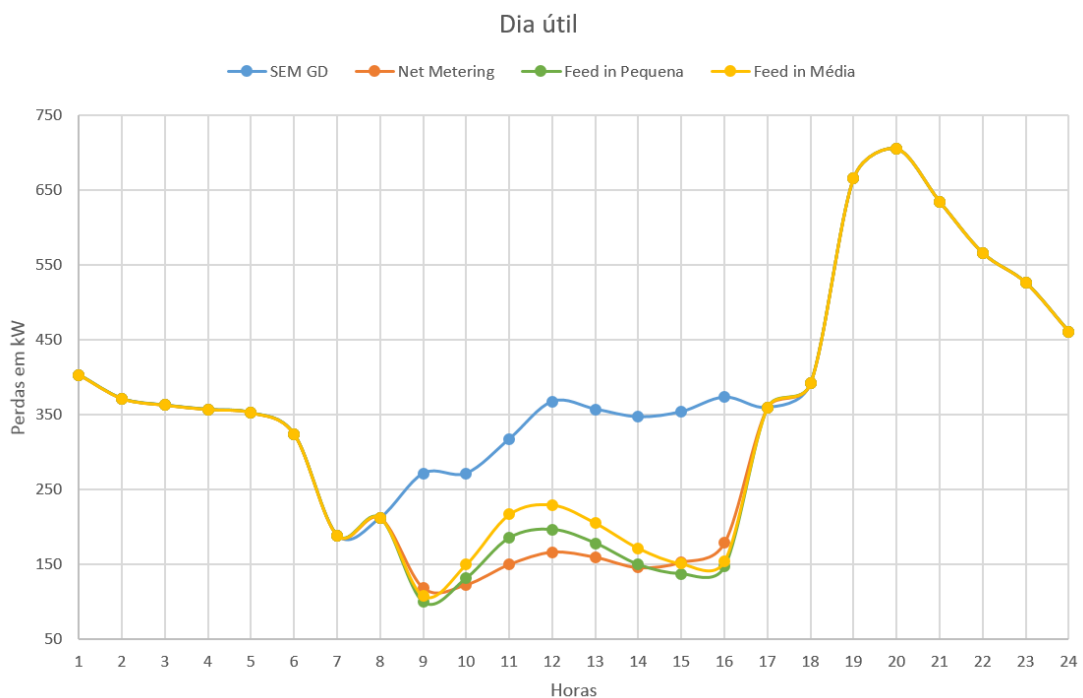


Figura 4.12 – Perfil das perdas por políticas de incentivo de um dia útil - 100% de penetração.

Da análise das Figuras 4.11 e 4.12, pode-se observar que, para uma penetração de 20%, todas as políticas provocam diminuições nas perdas. Além disso, nota-se que as perdas estão muito próximas, denotando um erro médio de 0,3% para os horários de incidência solar – período em que ocorre divergências entre as curvas. Por outro lado, para uma inserção de 100%, a diminuição das perdas alcança 55% se a política de incentivo for do tipo *net metering*, e 32% para *feed in* média.

Vale ressaltar que para um cenário com 20% de GDFV, a política que mais contribui para a diminuição dos níveis das perdas é a *feed in* pequena. Já para elevadas penetrações, o cenário se inverte, e a adoção de um incentivo do tipo *net metering* resulta em maiores diminuições das perdas. Portanto, infere-se das análises das Figuras 4.11 e 4.12 que, para níveis baixos de penetração, a melhor forma de incentivo regulatório seria um mecanismo do tipo *feed in* pequena. Porém, para um valor máximo de penetração, as políticas deveriam ser modificadas para ações do tipo *net metering*.

4.5 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO

A Figura 4.13 exhibe o comportamento da influência da inserção de GDFV no fator K do transformador próximo à subestação.

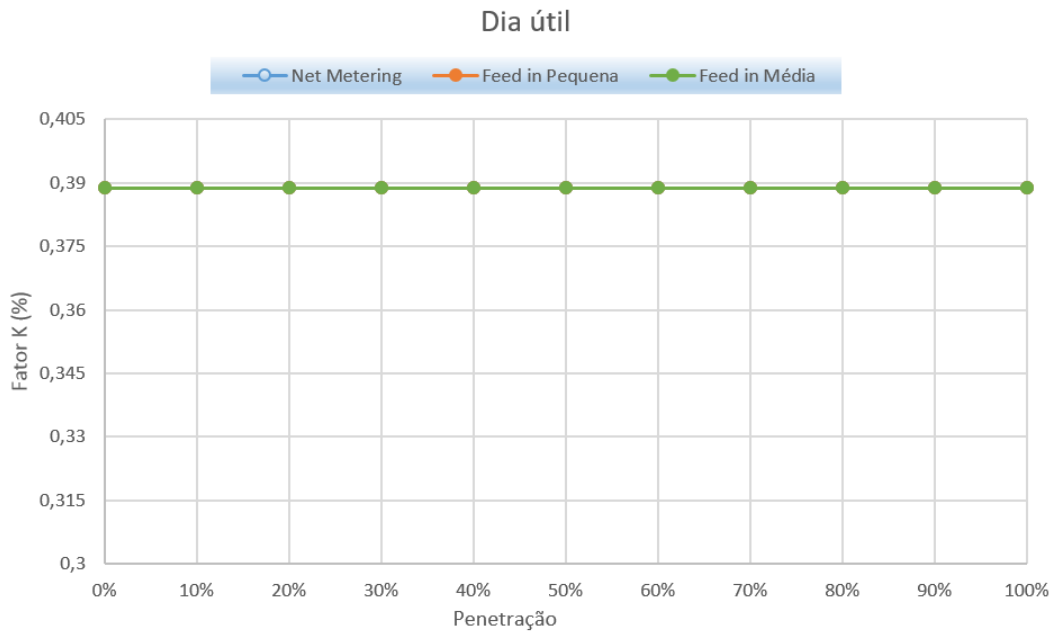


Figura 4.13 – Fator K diário no alimentador TG-01 de acordo com nível de penetração.

De acordo com o mencionado no capítulo 3, para a criação deste gráfico, calcula-se considerando-se os dados coletados em 24h, o fator K com probabilidade de 95% de não ser excedido.

Dado que *OpenDSS* permite a execução de simulações de sistemas trifásicos, será avaliado por meio da análise do fator K, o desequilíbrio de tensão existente quando da inserção de GDFV na rede elétrica.

Depreende-se da Figura 4.13 que, com a inserção de GDFV em qualquer política de incentivo, o fator K medido no transformador próximo a subestação não varia com o aumento da penetração. Além disso, detecta-se que P95% do fator K não ultrapassa o valor igual a 0,3885%, valor muito abaixo dos 2% determinados por norma como limite máximo.

As Figuras 4.14 e 4.15 ilustram, respectivamente, o fator K do supracitado transformador, quando das condições de 20% e 100% de penetração.

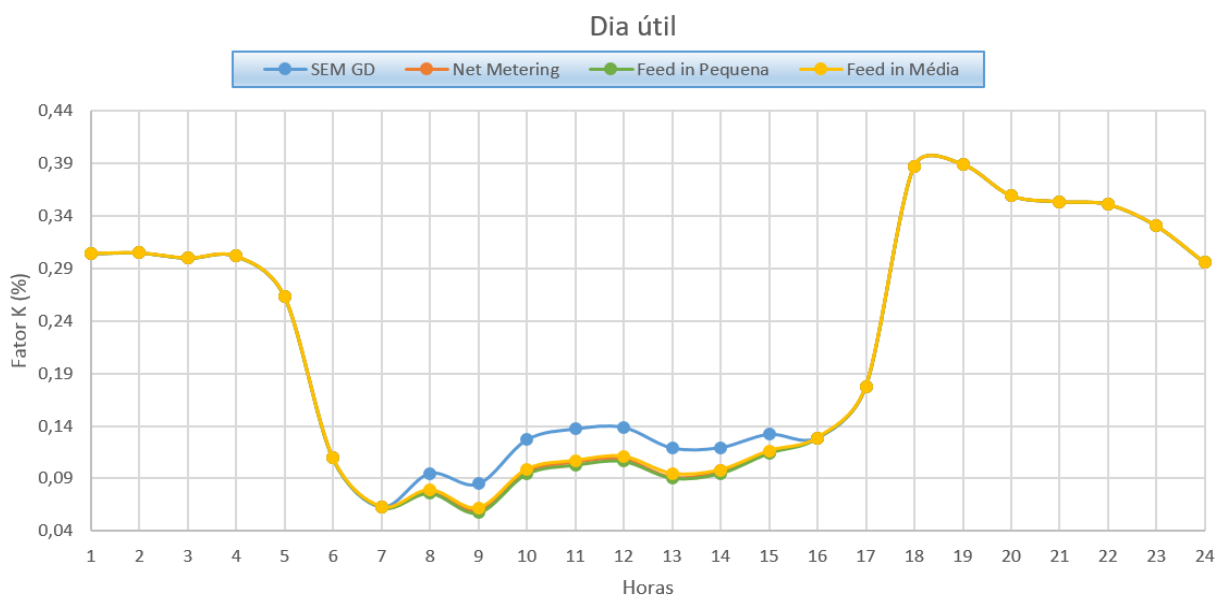


Figura 4.14 – Fator K por políticas de incentivo de um dia útil para 20% de penetração.

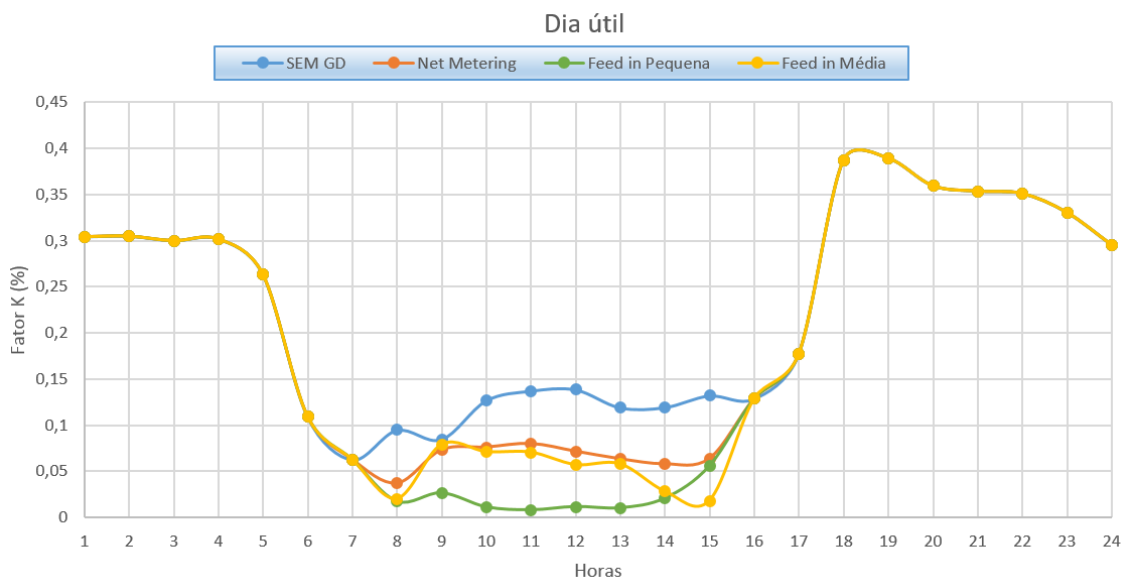


Figura 4.15 – Fator K por políticas de incentivo de um dia útil para 100% de penetração.

Das Figuras 4.14 e 4.15, pode-se observar que, para uma penetração de 20%, todas as políticas implicam em reduções no fator de desequilíbrio. Contudo, nota-se que, para este local, esse decréscimo não é significativo (apenas 0,02%). Além disso, denota-se um erro médio de 0,05% para os horários de incidência solar.

Já para a condição com penetração de 100% de GDFV, tem-se um aumento de 0,05% no fator K para uma política *net metering*, e 0,04% para *feed in* média. Por outro lado, para a *feed in* pequena, percebe-se um decréscimo do fator K para o período de maior irradiância (12h).

Contudo, vale destacar que, visualmente, a Figura 4.15 apresenta mudanças perceptíveis no fator K, porém, muito embora os valores de variação sejam pequenos. Por essa razão conclui-se que, mesmo o nível de penetração elevado (100%), a influência da GDFV sobre o desequilíbrio é imperceptível.

De forma similar aos níveis de tensão, a Figura 4.16 apresenta o fator K para cada tipo de política de um ramal do alimentador.

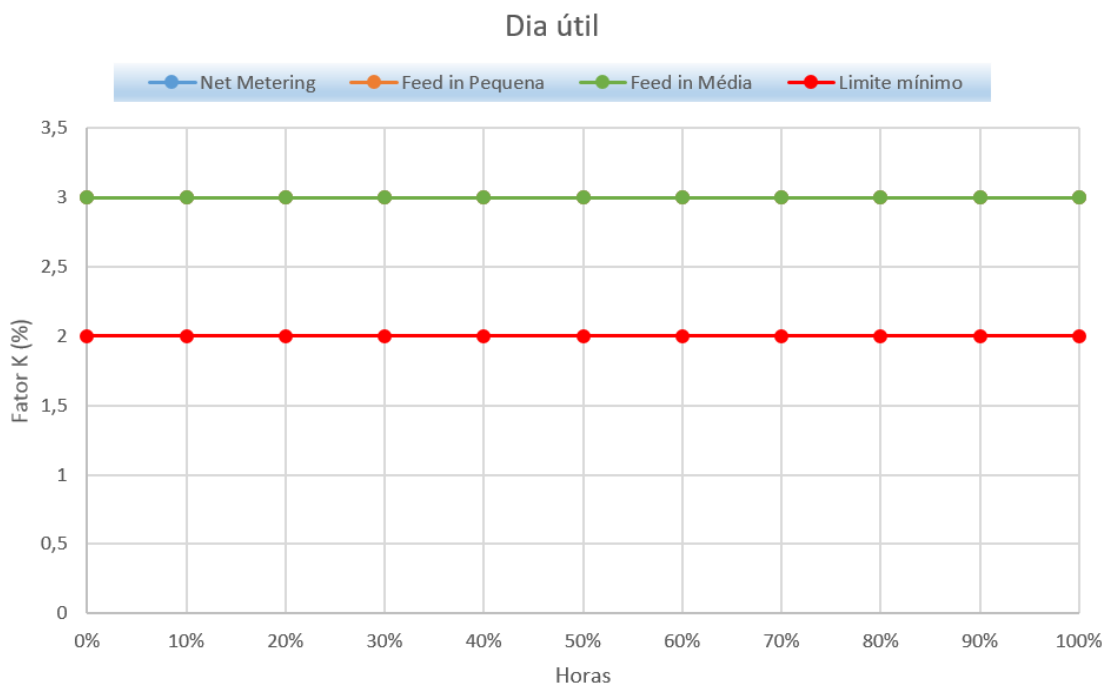


Figura 4.16 – Fator K diário em um dos ramos do alimentador TG01 de acordo com o nível de penetração de GDFV

A seleção desse ramal justifica-se por se tratar de um ponto que possui o desequilíbrio de tensão acima do permitido por norma.

Deduz-se da Figura 4.16 que, de forma análoga ao que foi apresentado na Figura 4.13, o fator K não varia com o aumento da penetração. Portanto, conclui-se que o impacto da GDFV, independente da política de incentivo adotada, é pouco significativo.

4.6 DISTORÇÕES HARMÔNICAS

4.6.1 Distorções harmônicas de tensão

A Figura 4.17 ilustra o comportamento da influência da inserção de GDFV nas distorções harmônicas de tensão do transformador mencionado na seção 4.1.

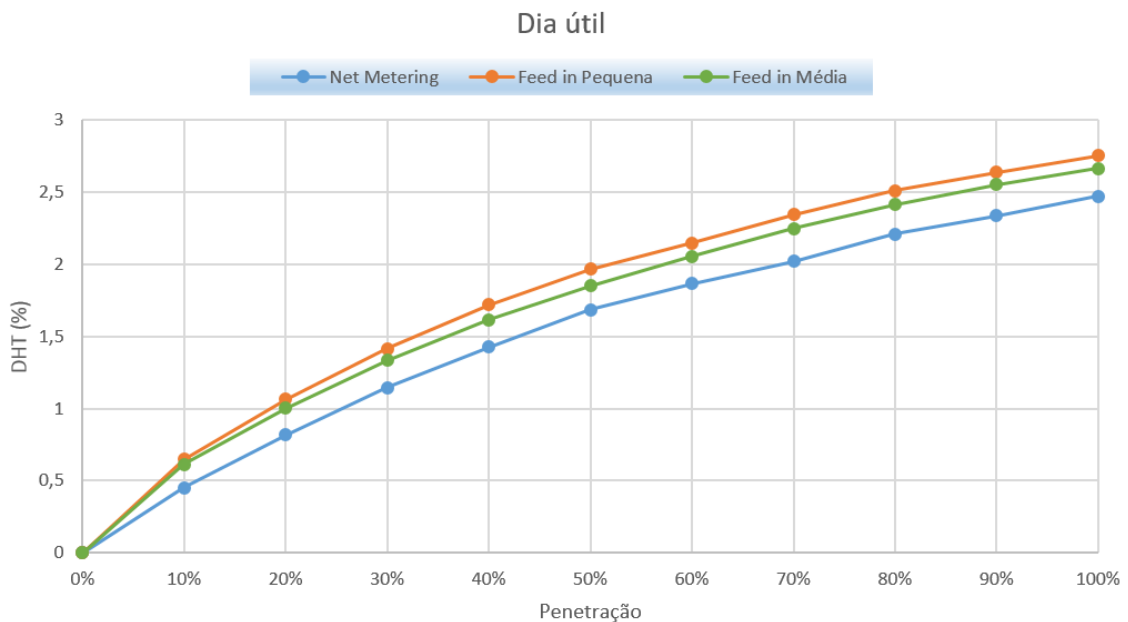


Figura 4.17 – DHT de tensão no transformador do alimentador TG01 de acordo com o nível de penetração de GDFV.

Conforme mencionado no capítulo 3, para a criação deste gráfico, calcula-se o DHT considerando-se as 24h de um dia e, para cada conjunto de 24 valores calcula-se o valor com probabilidade de 95% de não ser ultrapassado, para cada nível de penetração. Além disso, no presente estudo, considera-se apenas as distorções harmônicas provenientes dos inversores fotovoltaicos, ou seja, as cargas são lineares.

Ressalta-se da Figura 4.17 que, para as três políticas de incentivo abordadas, o índice DHT medido no transformador próximo à subestação cresce com o aumento da penetração. Contudo, apesar do aumento do DHT, o máximo nível alcançado, em 100% de penetração (2,732%), se mantém abaixo do limite assegurado pelo Módulo 8 do PRODIST (8%).

Ademais, é oportuno notar que, embora a Figura 4.17 mostra que as curvas de *feed in* estejam afastadas das obtidas para *net metering*, os patamares que diferem os resultados de cada incentivo são muito próximos entre si.

As Figuras 4.18 e 4.19 exibem, respectivamente, o índice DHT do supracitado transformador, quando das condições de 20% e 100% de penetração.

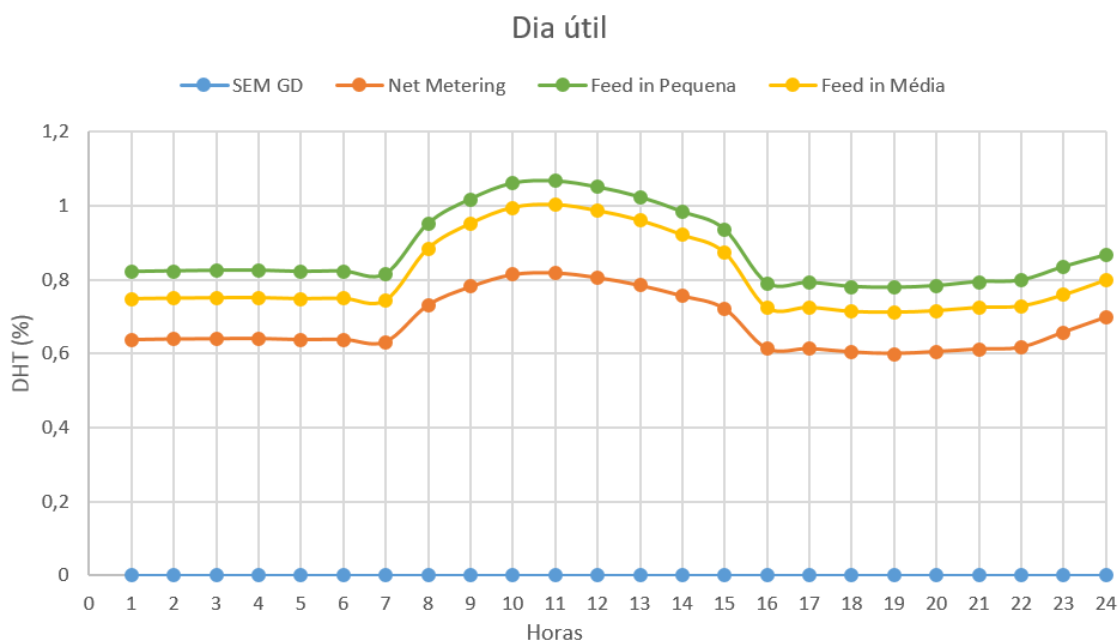


Figura 4.18 –DHT de tensão por políticas de incentivo de um dia útil – 20% de penetração

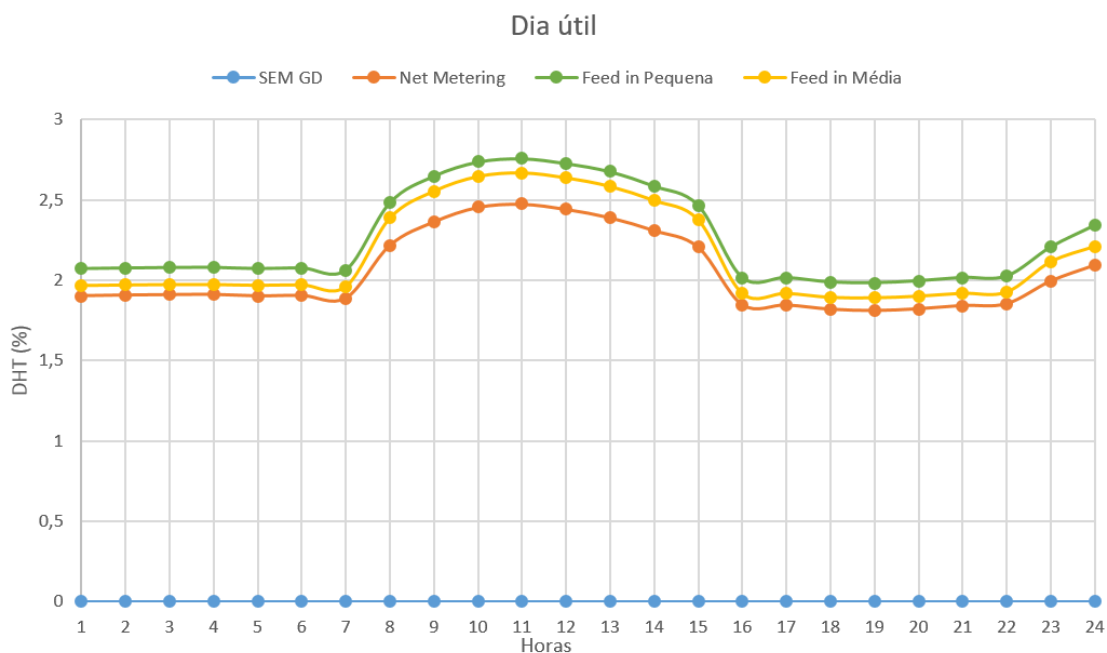


Figura 4.19 –DHT de tensão por políticas de incentivo de um dia útil – 100% de penetração.

Das Figuras 4.18 e 4.19, observa-se que, para o horário de meia noite (24h), instante em que não há geração solar, constata-se a presença de distorções harmônicas. Ressalta-se que os valores esperados são zero para os períodos em que a irradiância é nula, afinal, não há correntes ou tensões provenientes dos painéis solares, e em consequência, o inversor solar deveria estar fora de operação. Isso caracteriza-se como uma possível limitação do *software OpenDSS*. Provavelmente, no modelo do inversor, não há algum comando que o faça identificar os pontos de irradiância iguais a zero, quando executado no modo harmônico.

Além disso observa-se das Figuras 4.18 e 4.19 que todas as curvas estão dentro do intervalo de DHT permitido. Os valores de DHT para todas as políticas estão muito próximos entre si, denotando uma variação média de 0,2% para cada política em todos os horários de medição.

Vale destacar a semelhança entre os gráficos para *feed in pequena*, *feed in média*, e *net metering*. A inserção de 20% de GDFV no momento de maior geração solar do alimentador em questão implica em um nível de distorção harmônica de 0,8% para uma política *net metering*, e 1,2% para *feed in pequena*. Já quando o grau de penetração se encontra em 100%, as distorções harmônicas alcançam 2,8% se a política de incentivo for do tipo *feed in pequena*, e 2,49% para *net metering*.

É oportuno destacar que, tanto para cenários com baixas penetrações, quanto com elevadas penetrações de GDFV, a política que implica em menores índices de DHT é a net metering.

4.6.2 Distorções harmônicas de corrente

A Figura 4.20 apresenta o comportamento da influência da inserção de GDFV nas distorções harmônicas de corrente do transformador mencionado na seção 4.1.

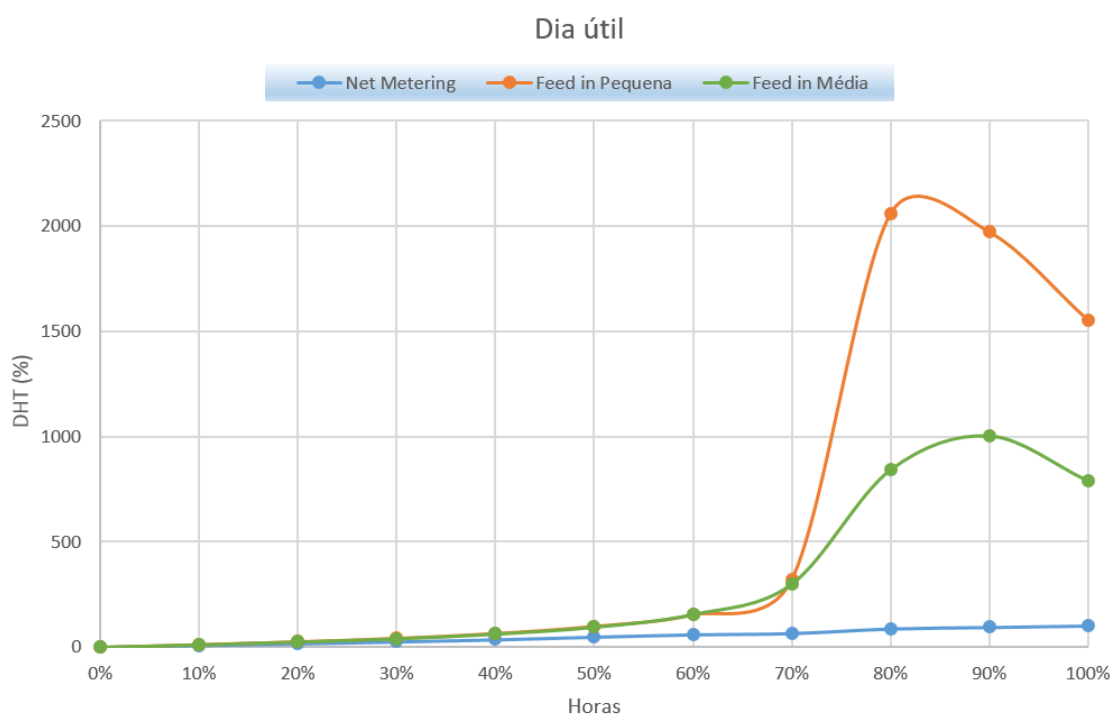


Figura 4.20 – DHT de corrente no transformador do alimentador TG01 de acordo com o nível de penetração de GDFV

De maneira similar às distorções harmônicas de tensão, para a montagem deste gráfico, calcula-se o índice DHT considerando-se as 24h de um dia e, para cada conjunto de 24 valores, calcula-se o P95% dos dados coletados para cada nível de penetração.

Observa-se da Figura 4.20 que, para altos níveis de penetração, o índice DHT medido é demasiadamente elevado. Isso ocorre porque a medida que a demanda do alimentador por

corrente decresce, o valor da fundamental também diminui. Dessa maneira, para um valor pequeno da corrente fundamental, o índice DHT é extrapolado. Por exemplo, da Figura 4.9, nota-se que o valor da corrente para a política *feed in* pequena, para 100% de penetração, é de 6 A (um decréscimo de 98% do caso sem GDFV). Isso justifica o grande valor de DHT observado na Figura 4.20 para essa política. Por outro lado, caso a mesma análise seja efetuada para um incentivo regulatório do tipo *net metering*, percebe-se que a queda de corrente é menor e, portanto, o índice THD é bastante inferior aos das demais políticas.

As Figuras 4.21 e 4.22 ilustram, respectivamente, o índice DHT de corrente do supracitado transformador, quando das condições de 20% e 100% de penetração.

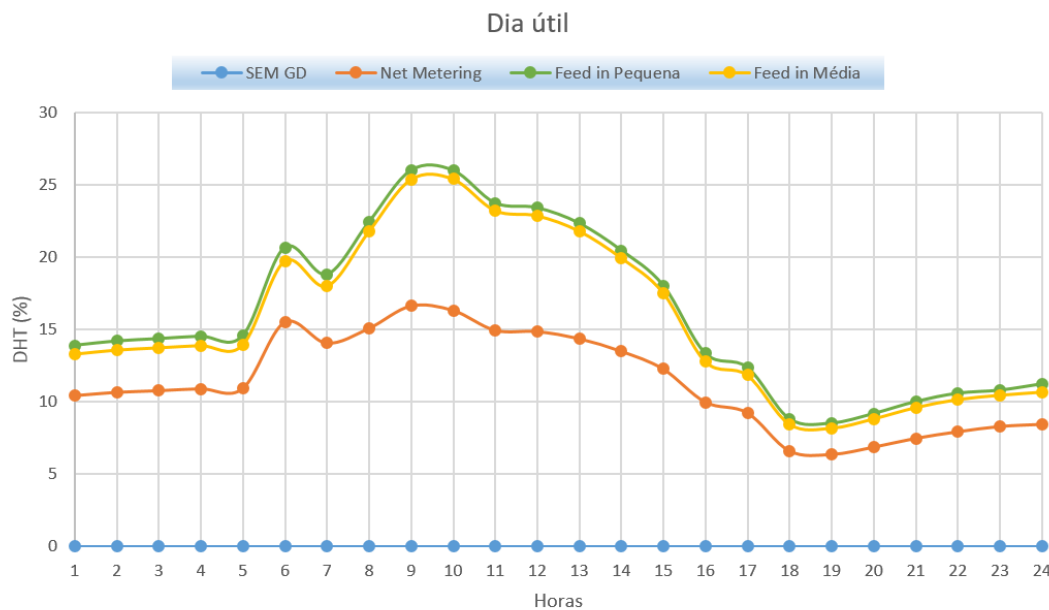


Figura 4.21 –DHT de corrente por políticas de incentivo de um dia útil – 20% de penetração.

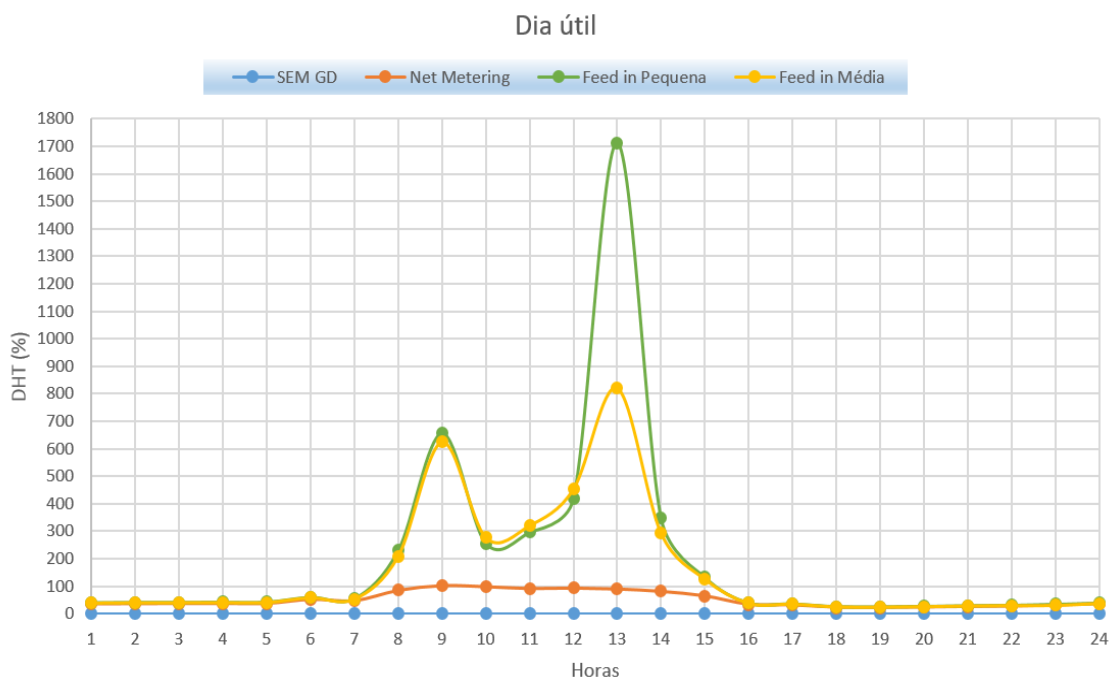


Figura 4.22 –DHT de corrente por políticas de incentivo de um dia útil – 100% de penetração.

Das Figuras 4.21 e 4.22, pode-se observar que, para uma penetração de 20%, a adoção de políticas do tipo do tipo *feed in*, implica em níveis mais elevados de DHT (26%), enquanto que para a *net metering* constata-se 17%. Já para uma inserção de 100%, o índice DHT alcança um valor de 1700% se a política de incentivo for do tipo *feed in* pequena, e 102% para *net metering*. Vale destacar, que para um cenário de 20% ou 100% de GDFV, políticas de *net metering* culminam nas menores distorções harmônicas de corrente. Já a adoção de incentivos regulatórios *feed in*, resultam em altos níveis de distorções, para elevados níveis de penetração.

5. CONCLUSÃO

Este trabalho propôs uma primeira avaliação que permite identificar os impactos provenientes da inserção da geração fotovoltaica, que em última instância culmina em maiores benefícios técnicos para as redes de distribuição de energia elétrica, de acordo com o incentivo regulatório escolhido. Adicionalmente, inclui a análise dos parâmetros vinculados à qualidade da energia elétrica.

O Capítulo 2 abordou de maneira minuciosa os impactos provenientes da inserção de GDFV (tensões, correntes, perdas, distorções harmônicas e desequilíbrio de tensão). Além disso, foi apresentado um resumo das políticas de incentivo à geração solar distribuída, destacando os modelos de *net metering* (a utilização da energia gerada pelo sistema fotovoltaico, com o objetivo de abater todo o consumo, ou parte dele), de tarifas *feed in* (tarifas pagas aos consumidores que instalam GD) e de quotas (estruturas de mercado para produzir, vender e distribuir energia elétrica derivada de fontes renováveis).

No Capítulo 3, a utilização do método que objetiva identificar os impactos da GDFV em diferentes incentivos regulatórios, possibilitou uma avaliação de que a regulamentação tem impacto nos parâmetros vinculados à rede elétrica. Com isso, calcularam-se as influências que a geração solar causa na rede de acordo com cada uma das políticas para diferentes penetrações, por meio do fluxo de potência. Posteriormente, avaliaram-se os resultados para cada um dos parâmetros em diferentes pontos do alimentador.

Por meio do software *OpenDSS*, executou-se o fluxo de potência para três cenários distintos: *net metering*, *feed in* pequena (sistemas de 5 kW) e *feed in* média (sistemas de 10 kW). Utilizou-se um alimentador real, da concessionária CEB, que abrange unidades consumidoras residências, comerciais e industriais. Para as simulações, foram utilizadas curvas de carga e potência das barras específicas dos dados físicos fornecidos pela ANEEL e níveis de radiação solar referentes a região do Distrito Federal.

Os resultados indicam que políticas de tarifa *feed in* implicam em maiores benefícios técnicos quando da análise de tensões e correntes em um ponto próximo ou afastado do alimentador. Já para as perdas, o cenário se inverte, na medida em que a adoção de políticas

do tipo *net metering* resulta em menores perdas no alimentador para altos níveis de penetração. Quando da investigação dos parâmetros vinculados à QEE (distorções harmônicas), a política que apresentou maiores impactos técnicos positivos foi a *net metering*, apesar das limitações do OpenDSS que não comprometeram as análises propostas. Além disso, notou-se que a influência da GDFV no desequilíbrio de tensão é pouco significativa para qualquer política, mesmo em locais em que o fator K é acima do permitido por norma.

Portanto, o estudo deste trabalho permitiu determinar para diferentes cenários com e sem GDFV os impactos provenientes da geração solar de acordo com o incentivo regulatório. Dessa forma, o estudo proposto caracteriza-se com uma primeira etapa para a avaliação da política de incentivo mais adequada para motivar a instalação de sistemas fotovoltaicos. Ademais, é oportuno destacar a ausência de um rigor estatístico para o tratamento dos dados, visto que é possível que a variação de dados – tais como curva de carga, patamares de consumo, irradiância solar e localidade da GDFV – leve a resultados mais precisos. Por fim, o método proposto é versátil, uma vez que sua aplicação não se restringe à rede estudada, podendo ser utilizado em qualquer outro alimentador.

Para que os estudos continuem sendo realizados, algumas propostas são sugeridas abaixo:

1. Incluir no método o rigor estatístico, variando os parâmetros tais como: curva de carga, patamares de consumo e irradiância solar e a localidade da GDFV.
2. Avaliar a contribuição de todos os elementos do alimentador simultaneamente, de forma a obter a influência direta dos componentes na subestação.
3. Modelar o efeito das cargas não-lineares para o estudo de distorções harmônicas.
4. Avaliação dos demais impactos de QEE, como inter-harmônicas, *flickers*, afundamentos de tensão devido a efeitos de manobras com GDFV e ilhamentos, de forma a determinar um limite para a penetração.
5. Propor a monetização dos impactos relacionados à QEE.

REFERÊNCIAS

- <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/Nota%20T%C3%A9cnica_0043_GD_SRD.pdf> Acesso em 19 de novembro 2016.
191 p.
- Abdul Kadir, A.F., Mohamed, A. & Shareef, H., 2011. *Harmonic impact of different distributed generation units on low voltage distribution system*. Niagara Falls, ON, 2011. 2011 IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC).
- ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. *ABNT NBR 16149: Sistemas Fotovoltaicos (FV) – Características da Interface de Conexão com a Rede Elétrica de Distribuição*. Rio de Janeiro, 2013.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 3ª Edição, 2008. Disponível em <www.aneel.gov.br>. Acesso em 24 de setembro de 2016.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL.
- ANEEL, 2012d. *Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012*. Brasília, DF: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.
- ANEEL, 2014c. *PRODIST - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica - Revisão 7 - Versão aprovada pela Resolução Normativa nº 641/2014*. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica Agência Nacional de Energia Elétrica.
- ASU, 2014. *Energy Policy Innovation Council*. [Online] Disponível em: <<https://energypolicy.asu.edu/wp-content/uploads/2014/01/Community-Virtual-and-Aggregate-net-metering-brief-sheet.pdf>> Acesso em 29 de setembro de 2016.
- Bollen, M., Schwaegerl, C. & Schmitt, S., 2007. *Distributed Energy Resources and Waveform Distortion*. Vienna, 2007. CIRED 19th International Conference on Electricity Distribution. Brasília, DF, 198p.
- CAMARGOS, R. S. C. (2013). *Análise técnica de impactos e limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em uma rede radial de distribuição*. Estudo de caso para o alimentador da embaixada da Itália em Brasília. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2013, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 220p.
- Cervantes Rodriguez, Carlos Roberto (2002). *Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. Campinas, SP
- GARCIA, M. P. (2006). *Uma Contribuição para o Estudo do Desequilíbrio de Tensão nos Sistemas Elétricos de Potência*. Projeto Final de Graduação em Engenharia Elétrica, Publicação ENE-1/06, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília.

GREENPEACE. *A caminho da sustentabilidade energética*. Disponível em: <<http://www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/report/2008/5/a-caminho-da-sustentabilidade.pdf>> Acesso em 14 de outubro 2016.

IEA – International Energy Agency. *Key World Energy Statistics 2011*. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em 17 de outubro de 2016.

IEC – International Electrotechnical Commission. *IEC 61000 4-30 Testing and Measurement Techniques – Power quality measurement methods*”. 2nd Edition, IEC-CEI, 2008.

IEC – International Electrotechnical Commission. *IEC 61000 4-7 Testing and Measurement Testing and Measurement Techniques – general guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation for power supply systems and equipment connected thereto*”. 2nd Edition, IEC-CEI, 2002.

IEEE – The Institute of Electrical and Electronics Engineers. *Std 519-1992: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*. 1992. Disponível em: <ieeexplore.ieee.org>. Acesso em 10 de outubro 2016.

IRENA – International Renewable Energy Agency. Disponível em: <www.irena.org/home/index.aspx?PriMenuID=12&mnu=Pri>. Acesso em 05 de outubro de 2016.

LOPES, L. Z. (2011). *Alimentador Radial de Distribuição para Simulações de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica*. Trabalho de Conclusão de Curso. Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.

MME – Ministério de Minas e Energia. *Resenha Energética Brasileira 2015*. Disponível em: <www.mme.gov.br/documents/1138787/1732840/Resenha+Energética+-+Brasil+2015.pdf/4e6b9a34-6b2e-48fa-9ef8-dc7008470bf2>. Acesso em 25 de outubro de 2016.

OLIVEIRA, M. A. V. de (2011). *Dimensionamento de Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição Considerando Curvas de Irradiância Solar e de Carga*. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2011, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 105p.

OLIVEIRA, W. R. (2015). *Uma Contribuição para a Medição de Distorções Harmônicas e Inter-harmônicas em Instalações de Geração Fotovoltaica*. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGEE.DM/2015, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 85p.

ONUBR – Nações Unidas no Brasil. *Global Material Flows and Resources Productivity* Disponível em: <www.nacoesunidas.org/extracao-mundial-de-materias-primas-triplicou-em-quatro-decadas-pnuma/>. Acesso em 05 de outubro de 2016.

Phipps, J. K., Nelson, J. P., Sen, P. K. *Power Quality and Harmonic Distortion on Distribution Systems. IEEE Trans. on Industry Applications*, vol. 30, no. 2, March/April 1994, pp. 476-485. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. *Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição* 2015. Disponível em <www.aneel.gov.br>. Acesso em 12 de novembro de 2016.

Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. *Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*, 2012. Disponível em <www.aneel.gov.br>. Acesso em 12 de novembro de 2016.

Radatz, Paulo Ricardo Radatz de Freitas. *Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS* / P. R. R. F. Radatz - São Paulo, 2015.
REN21, 2015. *Renewables 2015 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretaria.

SHAYANI, R. A. (2010). *Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes de Distribuição Radial*. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

VIEIRA, D. (2016). *Método Para Determinação Do Tipo De Incentivo Regulatório à Geração Distribuída Solar Fotovoltaica que Potencializa seus Benefícios Técnicos na Rede*. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação 11/2016, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.

Watts, D., Valdés, M.F., Jara, D. & Watson, A., 2014. Potential residential PV development in Chile: The effect of Net Metering and Net Billing schemes for grid-connected PV systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, (41), pp.1037-51.

APÊNDICE: CÓDIGOS MATLAB

```
clear all;
```

```

clc;
DSSObj = actxserver('OpenDSSEngine.DSS');
if ~DSSObj.Start(0),
disp('Unable to start the OpenDSS Engine');
return
end
DSSText = DSSObj.Text; % Used for all text interfacing from matlab to opendss
DSSCircuit = DSSObj.ActiveCircuit; % active circuit
DSSBus = DSSCircuit.ActiveBus;
DSSLines = DSSObj.ActiveCircuit.Lines;
DSSActiveCktElement = DSSObj.ActiveCircuit.ActiveCktElement;

DSSText.Command='Compile (C:\Users\Felipe Barros\Desktop\alimentador ceb tg01 -
Teste\Master_DU01_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss)';

DSSText.Command='set mode=daily stepsize=1h number=1';
DSSText.Command='set hour=0';

for i=1:24 %este 'for' serve para rodar ao longo de um dia inteiro
i
DSSText.Command='get hour';
hora=DSSText.Result;

DSSText.Command='Solve';
%pegar os resultados de tensão
DSSCircuit.SetActiveBus('B5836616-TR0390_150T.1.2.3.0');

Tensao_20(i,:)= DSSBus.VMagAngle;
%B5836616-TR0390_150T.1.2.3.0

%M5835769-TG01.1.2.3
%pegar os resultados de perdas
Perdas_Sistema_20(i,:)=(DSSCircuit.Losses)/1000; % o vetor Perdas_Sistema guarda, para
cada hora do dia, as perdas em kWh (coluna 1) e em kVAR (coluna 2)
Perdas_sistema_hora(i,:)=Perdas_Sistema_20(i,1); %essa matriz vai armazenar a coluna
de perdas em kW para cada dia
p=Perdas_sistema_hora(i,:);

Perdas_Linhas(i,:)=DSSCircuit.LineLosses; % o vetor Perdas_Linhas guarda as perdas nas
linhas, para cada hora do dia, as perdas em kWh (coluna 1) e em kVAR (coluna 2)
%pegar os resultados de corrente;
DSSObj.ActiveCircuit.SetActiveElement('Line.RBT_1950173');
Corrente_20(i,:)=DSSObj.ActiveCircuit.ActiveCktElement.Currents;

end

for k=1:24 %este 'for' serve para rodar ao longo de um dia inteiro
k
%Esta parte do código é referente aos valores de desequilíbrio
DSSText.Command='get hour';
hora=DSSText.Result;

```

```

DSSText.Command= 'Set mode = daily';
deseq=sprintf('set hour = %f number=1', k) ;
DSSText.Command=deseq;
DSSText.Command='Solve';
DSSText.Command='Export seqVoltage LNVoltage.csv';
DSSText.Command='Solve';

E2(:,:)=csvread('LNVoltage.csv',2,2);

desq_Forecue(k,1)=E2(453,4); %268- trafo
% desq_NEMA(k,1)=E2(268,8);

End

```

Código 2 (Harmônicas)

```

clear all;
clc;
DSSObj = actxserver('OpenDSSEngine.DSS');
if ~DSSObj.Start(0),
disp('Unable to start the OpenDSS Engine');
return
end
DSSText = DSSObj.Text; % Used for all text interfacing from matlab to opendss
DSSCircuit = DSSObj.ActiveCircuit; % active circuit
DSSBus = DSSCircuit.ActiveBus;
DSSLines = DSSObj.ActiveCircuit.Lines;
DSSActiveCktElement = DSSObj.ActiveCircuit.ActiveCktElement;

%-----%

DSSText.Command='Compile (C:\Users\Felipe Barros\Desktop\alimentador ceb tg01 -
Teste\Master_DU01_5160_TG01_-TMBSR1PVT--.dss)';% ATENÇÃO: Vc deve mudar o caminho
do arquivo aqui para o caminho correto onde o arquivo estiver no seu computador!!!

% SEMPRE PEGAR OS DADOS NO WORK SPACE
for i=1:24 %este 'for' serve para rodar ao longo de um dia inteiro

DSSText.Command='get hour';
hora=DSSText.Result;
DSSText.Command= 'Set mode = daily';
harmonica=sprintf('set hour = %f number=1', i) ;
DSSText.Command=harmonica;
DSSText.Command='Solve';

DSSText.Command='Solve mode = harmonics';
DSSText.Command='Show mon Alimentador';
DSSText.Command='Show mon barramentoinf';

```

```
E2(:,:)=csvread('TG01_Mon_barramentoinf.csv',1); %TG01_Mon_barramentoinf.csv
freq2(:,i)=E2(:,1);
harm2(:,i)=E2(:,2);
corrente(i,:)=E2(:,9);
```

```
E1(:,:)=csvread('TG01_Mon_alimentador.csv',1);
freq(:,i)=E1(:,1);
harm(:,i)=E1(:,2);
tens(i,:)=E1(:,3);
```

```
end
```