

Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Dissertação de Mestrado

Geração Distribuída Fotovoltaica: Avaliação dos Impactos
Técnicos e um Breve Estudo de Viabilidade Econômica

Selma Alves de Oliveira

Campina Grande – Paraíba – Brasil

Março/2016

Selma Alves de Oliveira

Geração Distribuída Fotovoltaica: Avaliação dos Impactos
Técnicos e um Breve Estudo de Viabilidade Econômica

*Dissertação de Mestrado apresentada à Coordenação do
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande,
em cumprimento às exigências para obtenção do grau de
Mestre em Ciências no domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Processamento da Energia

Núbia Silva Dantas Brito, D.Sc.

Orientadora

Maurício Beltrão R. Correa, D.Sc.

Orientador

Campina Grande – Paraíba – Brasil

Março/2016

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA BIBLIOTECA CENTRAL DA UFCG

O48g Oliveira, Selma Alves de.
Geração distribuída fotovoltaica : avaliação dos impactos técnicos e um breve estudo de viabilidade econômica. – Campina Grande, 2016.
70 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2016.
"Orientação: Prof^a. D.Sc. Núbia Silva Dantas Brito, Prof^a. D.Sc. Maurício Beltrão R. Correa."
Referências.

1. Energia Solar Fotovoltaica. 2. Perfil de Tensão. 3. Perdas Elétricas. 4. *Payback*. I. Brito, Núbia Silva Dantas. II. Correa, Maurício Beltrão R. III. Título.

CDU 620.92(043)

**"GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA: AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS
TÉCNICOS E UM BREVE ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA"**

SELMA ALVES DE OLIVEIRA

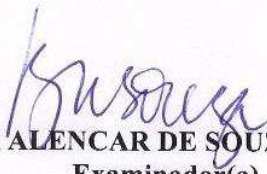
DISSERTAÇÃO APROVADA EM 15/03/2016



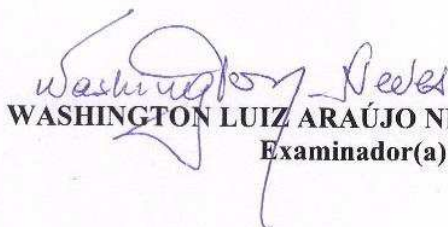
MAURÍCIO BELTRÃO DE ROSSITER CORRÊA, D.Sc., UFCG
Orientador(a)



NUBIA SILVA DANTAS BRITO, D.Sc., UFCG
Orientador(a)



BENEMAR ALENCAR DE SOUZA, D.Sc., UFCG
Examinador(a)



WASHINGTON LUIZ ARAÚJO NEVES, Ph.D., UFCG
Examinador(a)

CAMPINA GRANDE - PB

Talvez não tenha conseguido fazer o melhor, mas lutei para que o melhor fosse feito. Não sou o que deveria ser, mas Graças a Deus, não sou o que era antes.

Marthin Luther King.

Agradecimentos

Agradeço:

A Deus, por ser presença constante em minha vida, me amparando nos muitos momentos difíceis que enfrentei para que pudesse chegar a finalização desta dissertação, guiando meus passos e olhando por mim a todo momento.

Aos professores Núbia, Benemar e Maurício pela orientação nas etapas de elaboração deste trabalho, por todos os ensinamentos passados por meio das muitas conversas e reuniões, pela extrema paciência dedicada a mim, pela competência técnica e profissional, enfim, por serem exemplo a ser seguido.

À minha família, por toda compreensão e amor, em especial à minhas insubstituíveis e amadas mãe, Celma Regina, e irmã, Thaisa, por todo apoio, incentivo, amor incondicional, por não medirem esforços para que eu alcançasse meu objetivo, por terem feito meu papel de mãe quando a distância me impediu de exercê-lo e principalmente por acreditarem todo o tempo em mim, mesmo quando eu não o fazia.

Aos amigos da pós-graduação: Ericson, Huilmann, Caio, Antônio Neto, Ilis, Raphael Leite, Érica, Emanuel e demais colegas da UFCG e do LARCA, pela ajuda em sanar minhas dúvidas.

Aos amigos: Hotoniones, Stefânia, Rivanildo, Jamile, Kelly, Adriano, Daphne, Igo e Naiara pelo apoio e ajuda nos momentos difíceis, pelo amparo, pelos conselhos, pela companhia e muitas conversas, enfim, pelos momentos maravilhosos e inesquecíveis, os quais carregarei para sempre em meu coração e memória.

A Juan, grande amigo! Por toda a ajuda durante esses anos de mestrado. Sem seu apoio eu não teria conseguido chegar até aqui, obrigada para sempre, meu querido.

A Pedro pela ajuda e esclarecimentos ao longo destes dois anos, assim como a Ângela por seu extremo profissionalismo e competência e, principalmente, pelo carinho e amizade dedicados a mim.

À Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, pelo suporte técnico e à Capes, pelo apoio financeiro, imprescindível para que eu chegasse até aqui.

Enfim, agradeço a todos que de alguma forma, contribuíram para que eu chegasse até aqui.

Sumário

Capítulo 1 - Introdução.....	1
1.1 Motivação.....	2
1.2 Objetivos.....	4
1.3 Contribuições	5
1.4 Organização da Dissertação	5
Capítulo 2 – Fundamentação Teórica	6
2.1 Distribuição da Energia Elétrica.....	6
2.2 Método da Soma de Potências.....	10
2.3 Geração Distribuída.....	14
2.4 Geração Distribuída Fotovoltaica.....	15
2.4.1 <i>Conexão de Sistemas Solares Fotovoltaicos.....</i>	<i>16</i>
2.4.2 <i>Impactos da Conexão de Sistemas Solares Fotovoltaicos.....</i>	<i>18</i>
2.4.2.1 <i>Impactos na Tensão.....</i>	<i>19</i>
2.4.2.2 <i>Impactos nas Perdas.....</i>	<i>20</i>
2.5 Análise Econômica	21
Capítulo 3 – Revisão Bibliográfica	24
3.1 Resumo da Revisão	24
Enslin (2010).....	24
Arif et al (2012).....	26
Farhoodnea et al (2012).....	27
Aramizu et al (2013).....	28
Swarna Kumary et al (2014).....	29
3.2 Síntese Bibliográfica.....	30
Capítulo 4 – Metodologia.....	32
4.1 Seleção do Sistema-Teste	33
4.2 Seleção do Modelo do SDEE	34
4.3 Seleção do Modelo da Carga.....	35

4.4	Levantamento da Curva de Carga.....	35
4.5	Seleção do Método para Cálculo do Fluxo de Carga.....	39
4.6	Cálculo das Perdas	40
4.7	Levantamento da Curva de Geração Fotovoltaica.....	41
4.8	Inserção da Geração Solar Fotovoltaica.....	42
4.9	Análise Econômica	46
Capítulo 5 – Análise dos Resultados		50
5.1	Avaliação da Tensão	52
5.2	Avaliação das Perdas.....	57
5.3	Avaliação Econômica	60
Capítulo 6 – Conclusões		64
Referências Bibliográficas		66

Lista de Figuras

Figura 2. 1. Diagrama unifilar de um SEP típico.....	6
Figura 2. 2. Diagrama unifilar de um sistema de distribuição.....	7
Figura 2. 3. Linha trifásica genérica com seus elementos representativos.	9
Figura 2. 4. Trecho de representação de um alimentador radial monofásico.....	11
Figura 2. 5. Fluxograma resumido para solução do fluxo de potência via MSP.....	13
Figura 2. 6. Esquema ilustrativo de um sistema solar fotovoltaico conectado a um SDEE.....	17
Figura 2. 7. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica típica.....	18
Figura 2. 8. Modelo de fluxo de caixa.....	22
Figura 4.1. Metodologia proposta.	33
Figura 4. 2. Sistema-teste.....	34
Figura 4. 3. Curva de carga.....	36
Figura 4. 4. Curva de duração de carga equivalente da curva da Figura 4.3.....	37
Figura 4. 5. Exemplo de curva de duração com a respectiva segmentação em três níveis.	38
Figura 4. 6. Perfil de tensão para o caso-base.....	39
Figura 4. 7. Curva de irradiância medida durante o mês de dezembro/2014 na UFCG.....	42
Figura 4. 8. Curva de duração de irradiância média equivalente à curva da Figura 4.7.....	42
Figura 4. 9. Sistema-teste com GD instalada nos barramentos 23 e 92.	44
Figura 4. 10. Sistema-teste com GD instalada nos barramentos 31 e 92.....	44
Figura 4. 11. Sistema-teste com GD instalada nos barramentos 31 e 54.....	44
Figura 5. 1. Perfis de tensão resultantes para todas as combinações de cenários na condição de carga pesada.....	53
Figura 5. 2. Perfis de tensão resultantes para todas as combinações de cenários na condição de carga média.	53
Figura 5. 3. Perfis de tensão resultantes para todas as combinações de cenários na condição de carga leve.....	54
Figura 5. 4. Tensões nos barramentos de maior regulação do sistema-teste com GSF instalada nos barramentos 31 e 54.	55
Figura 5. 5. Tensões nos barramentos de maior regulação do sistema-teste com GSF instalada nos barramentos 31 e 92.	55
Figura 5. 6. Tensões nos barramentos de maior regulação do sistema-teste com GSF instalada nos barramentos 23 e 92.	56
Figura 5. 7. Perdas ativas nos cenários de maior relevância.	60

Figura 5. 8. Perdas reativas nos cenários de maior relevância.....	60
Figura 5. 9. Perdas de energia calculadas para todos os cenários e configurações.....	62

Lista de Tabelas

Tabela 2. 1. Exemplo de fluxo de caixa genérico.....	23
Tabela 3.1. Síntese bibliográfica.....	31
Tabela 4. 1. Dados de tensão por barramento obtidos via fluxo de carga para o sistema-teste no caso base.....	43
Tabela 4.2. Organização dos cenários.....	45
Tabela 4.3 . Valores de PLD médios para 2014.....	49
Tabela 4.4. Dados da SELIC referentes ao mês de dezembro entre 2002-2015.....	49
Tabela 5.1. Dados do sistema-teste.....	50
Tabela 5.2. Medições realizadas no sistema-teste em um intervalo de tempo de 24 horas.....	51
Tabela 5.3. Perdas totais na condição de carga máxima.	58
Tabela 5.4. Perdas totais na condição de carga média.....	59
Tabela 5.5. Perdas totais na condição de carga leve.	59
Tabela 5.6. Dados resultantes da análise econômica.....	61

Lista de Símbolos, Abreviaturas e Siglas

GD	Geração Distribuída.
SDEE	Sistema de Distribuição de Energia Elétrica.
UFCG	Universidade Federal de Campina Grande.
CC	Corrente Contínua.
AC	Corrente Alternada.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
PRODIST	Procedimentos da Distribuição.
MSP	Método da Soma de Potências.
SEP	Sistema Elétrico de Potência.
SE	Subestação.
R	Resistência.
X	Reatância.
TUST	Tarifa de Utilização do Sistema de Transmissão.
TUSD	Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição.
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento.
GDF	Geração Distribuída Fotovoltaica.
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia.
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.
I_{pv}	Fonte de corrente do painel fotovoltaico.
VPL	Método do Valor Presente Líquido.
TIR	Taxa Interna de Retorno.
EUA	Estados Unidos da América.
GSF	Gerador Solar Fotovoltaico.
STATCOM	Compensador Síncrono Estático.
BESS	Sistema de armazenamento de energia para baterias em escala de megawatt.
MPPT	Ponto de Máxima Potência (<i>Maximum Power Point Tracking</i>).
PWM	Modulador por Largura de Pulso (<i>Pulse Width Modulation</i>).
OpenDSS	<i>The Open Distribution System Simulator</i> .
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> .
CELB	Companhia Energética da Borborema.
LEIAM	Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamento de Máquinas.
LABSOL	Laboratório de Energia Solar.
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
TMA	Taxa Mínima de Atratividade.
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia.
ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica.
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças.
DPMFi	Dúvida Pública Mobiliária Federal interna.
pu	Valor por Unidade.

Resumo

A conexão direta de fontes alternativas de energia elétrica ao sistema provoca diversos impactos, os quais vêm sendo investigados pela comunidade científica. Este trabalho insere-se nesse contexto, apresentando um estudo sobre o impacto da inserção da geração solar fotovoltaica no sistema de distribuição de energia elétrica. O estudo fez uso de métodos tradicionais de análise associados a um modelo simplificado de fonte de geração solar fotovoltaica e avaliou: i) a variação nos níveis de tensão e das perdas técnicas do sistema em cenários pré-definidos de carregamento de carga e de geração solar fotovoltaica; ii) a influência da alocação e penetração da geração solar fotovoltaica no sistema. O estudo foi concluído com uma análise econômica de um projeto de uma pequena usina solar fotovoltaica.

Palavras-chave: Energia Solar Fotovoltaica, Perfil de Tensão, Perdas Elétricas, *Payback*.

Abstract

The direct connection of alternative sources of electric power to the system causes many impacts, which have been investigated by the scientific community. This work is part of that context, presenting a study on the impact of the integration of solar photovoltaic generation in the electric power distribution system. The study made use of traditional methods of analysis associated to a simplified model of a source of photovoltaic generation and assessed: i) the variation in voltage levels and system technical losses in pre-defined scenarios cargo loading and solar generation photovoltaics; ii) the influence of the allocation and penetration of the photovoltaic generation in the system. The study was completed with an economic analysis of a project of a small photovoltaic solar plant.

Keywords: Photovoltaic Solar Energy, Tension Profile, Power Loss, Payback.

Capítulo 1 - Introdução

O sistema de energia elétrica atual teve sua origem no século XIX, como resultado da denominada *guerra das correntes*: disputa ocorrida nos Estados Unidos entre Thomas Edison, George Westinghouse e Nikola Tesla. O primeiro defendia o uso da corrente contínua para distribuição de eletricidade, enquanto George Westinghouse e Nikola Tesla defendiam o uso da corrente alternada. No final, prevaleceu a corrente alternada. Ao longo dos anos, os avanços tecnológicos possibilitaram a redução dos custos associados à indústria da energia elétrica, o que resultou na difusão do uso da energia elétrica no mundo e na dependência crescente da humanidade em relação a esse insumo (GUEDES, 2006; FALCÃO, 2009).

Em relação ao Brasil, o sistema de energia elétrica atual é constituído majoritariamente de grandes usinas de geração (sendo cerca de 74% origem hidrelétrica), que transmitem energia na forma senoidal através de sistemas de transmissão de alta tensão, os quais suprem os sistemas de distribuição de média e baixa tensão, que distribuem de forma pulverizada a energia para pequenos e médios consumidores.

Atualmente, além da dependência de suprimento, os consumidores passaram a preocupar-se também, com a qualidade dos serviços prestados pelas empresas fornecedoras de energia elétrica. Esse fato é função do uso crescente de aparatos tecnológicos com processos de controle cada vez mais sofisticados e de equipamentos sensíveis à qualidade da energia, como por exemplo, os computadores. Como consequência, Qualidade da Energia constitui-se hoje em um tema de interesse tanto da academia quanto das empresas (MARTINS, 1999).

Agravando ainda mais a situação, a exploração desenfreada dos recursos naturais a fim de suprir a demanda energética no mundo, tem promovido forte desequilíbrio em todo o planeta. Com o intuito de atender à crescente demanda por energia elétrica e preservar o meio ambiente, diversos países têm incentivado o uso de fontes renováveis para a produção de energia elétrica. No Brasil, as fontes renováveis em maior evidência atualmente, são a eólica e a **solar fotovoltaica**, que devido às suas características de baixa

densidade energética, amoldam-se melhor aos conceitos de **geração distribuída** (SHAYANI, 2011; RODRIGUEZ, 2002).

O termo geração distribuída (**GD**) pode ser definido como sendo a instalação de geradores de pequeno e médio porte em sistemas de distribuição e de subtransmissão de energia elétrica (VIEIRA, 2008). Esse termo pode ser encontrado em variantes como: geração dispersa (*dispersed generation*), geração embutida (*embedded generation*) e energia descentralizada (*decentralized energy*) (ANEEL_2, 2012; GUEDES, 2006).

Esse conceito começou a se propagar no Brasil em 2001, como consequência do problema de racionamento de energia ocorrido naquele ano. Na ocasião, o país sofreu um apagão devido às condições hidrológicas adversas e à escassez de investimentos nos setores de geração e transmissão. Desde então, GD constitui-se em uma área de pesquisa efervescente, em particular, as pesquisas envolvendo estudos sobre os impactos promovidos pela alta penetração da GD, especialmente quando esta faz uso de sistemas solares fotovoltaicos no Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (**SDEE**), contexto no qual essa dissertação se insere (SANTOS, 2011).

De um modo geral, o uso de fontes alternativas de energia apresenta-se como opção viável por aliar interesses econômicos e ambientais. No entanto, apesar da crescente importância dos interesses ambientais, a instabilidade econômica enfrentada pelo país e aos altos impostos aplicados a produtos e serviços no momento atual, estudos de viabilidade são imprescindíveis. Neste sentido, apesar da geração fotovoltaica ainda receber críticas em relação à sua baixa eficiência e necessidade de maior investimento inicial, quando comparada com outras fontes alternativas, sua presença vem crescendo significativamente em leilões de reserva de energia. Portanto, análise de viabilidade econômica de projetos envolvendo esse tipo de fonte constitui uma etapa indispensável quando se almeja avaliar um empreendimento dessa natureza.

1.1 Motivação

Um dos grandes desafios da sociedade moderna é alcançar a intitulada sustentabilidade e em particular, a sustentabilidade energética. Apesar das muitas críticas, é fato

incontestável que a energia solar é uma das alternativas mais promissoras para produção de energia elétrica, por ser renovável, inesgotável e indiscutivelmente, limpa.

No Brasil, a implantação do programa intitulado Luz para Todos, do governo federal, difundiu o uso dos sistemas solares fotovoltaicos, por meio do repasse de 85% dos recursos necessários à sua implantação, a título de subvenção econômica às empresas distribuidoras de energia elétrica do país, visando sobretudo, o atendimento às comunidades isoladas. Para tanto, fez uso de sistemas de geração de energia descentralizados. Esse fato, associado à Resolução Normativa Nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), nos módulos dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), possibilitou a formação de um cenário favorável à introdução do conceito de GD. Essa Resolução estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos SDEE, o sistema de compensação de energia elétrica, dentre outras providências (ANEEL, 2012; ANEEL_2, 2012).

A inserção de geradores distribuídos no SDEE, gera ainda, muitas discussões, pois constitui uma tecnologia emergente e no caso do Brasil, em fase inicial de desenvolvimento e implementação. Portanto, existem ainda muitas questões técnicas associadas à sua integração a sistemas já existentes e em pleno funcionamento. Segundo a literatura especializada, um dos principais impactos associados à presença da GD em SDEE é sem dúvida, o impacto causado sobre os seus sistemas de proteção, devido principalmente, à perda de unidirecionalidade do fluxo de potência do sistema. No entanto, impactos positivos também são observados, a exemplo da minimização das perdas quando da inserção dos geradores distribuídos em pontos específicos do sistema e que possuam grandezas de controle ótimas (GUEDES, 2006; CHANG, 2010).

Além desses aspectos, no caso das fontes solares fotovoltaicas, a grande barreira para sua difusão no Brasil está nas tarifas aplicadas para implantação, compra e venda da energia produzida. Elas podem ou não serem acrescidas de bônus e reguladas de acordo com a flutuação do mercado, além de variarem no tempo. Dentre os fatores que influenciam na viabilidade de projetos para produção de energia elétrica proveniente de fontes solares fotovoltaicas, a tecnologia usada, as horas equivalente de radiação solar incidentes sobre

os painéis fotovoltaicos e o preço do KWh de venda, são normalmente, considerados os mais importantes.

Nesse contexto, avaliação dos impactos causados pela GD nos SDEE caracteriza-se como sendo uma pesquisa atual e relevante, o que constitui a motivação principal desta dissertação. Outro fator motivador deste trabalho foi realizar um estudo de viabilidade econômica para implementação de novos empreendimentos, em particular de um pequeno sistema solar fotovoltaico.

1.2 Objetivos

Com base na revisão dos conceitos teóricos e na avaliação do estado da arte, o estudo realizado buscou aprofundamento dos conhecimentos sobre tal temática. Ao final, a pesquisa realizada teve como objetivos **gerais**:

- Estudar os impactos no perfil de tensão e nas perdas elétricas resultantes da conexão direta de geradores solares fotovoltaicos (**GSF**) no SDEE.
- Fazer um breve estudo de viabilidade econômica do projeto de uma pequena usina solar fotovoltaica.

E como objetivos **específicos**:

- Classificar e selecionar um modelo de GSF a ser utilizado na realização da pesquisa.
- Selecionar o sistema-teste a ser utilizado no estudo.
- Adaptar o método da soma de potências de modo a incluir GSF.
- Analisar os impactos causados pela conexão direta de GSF ao SDEE, considerando diferentes níveis de penetração e cenários de carregamentos.
- Avaliar o grau de severidade dos impactos gerados.
- Validar o estudo realizado por meio do tratamento dos dados obtidos com as simulações computacionais de fluxo de potência.
- Buscar nos fundamentos da Engenharia Económica, as ferramentas para realizar um estudo de viabilidade econômica.

- Pesquisar dados de taxas, preço de venda e investimento inicial, dentre outros, para o estudo de viabilidade econômica.

Portanto, neste trabalho além da análise dos aspectos técnicos, fez-se ainda, um breve estudo de viabilidade econômica de projeto.

1.3 Contribuições

As principais contribuições deste trabalho são:

- Proposição de uma metodologia para avaliação dos impactos no perfil de tensão e nas perdas elétricas resultantes da conexão direta de GSF no SDEE.
- Realização de um estudo de viabilidade econômica de um projeto de uma pequena usina solar fotovoltaica.

Além disso: i) o algoritmo implementado contempla a GD sem necessidade de mudanças na formulação do método de fluxo de carga; ii) a metodologia pode ser facilmente aplicada a SDEE reais.

1.4 Organização da Dissertação

O texto foi organizado em seis capítulos, incluindo este capítulo introdutório, da seguinte forma:

- Capítulo 2: apresentação da fundamentação teórica, dando-se destaque aos principais conceitos do SDEE, geração distribuída e sua inserção no SDEE.
- Capítulo 3: revisão bibliográfica acerca do tema.
- Capítulo 4: descrição da metodologia proposta.
- Capítulo 5: apresentação e discussão dos resultados.
- Capítulo 6: apresentação das conclusões e propostas para trabalhos futuros.

Capítulo 2 – Fundamentação Teórica

Este capítulo apresenta um resumo dos temas mais importantes para o desenvolvimento deste trabalho. Atenção especial foi dada ao método para o cálculo do fluxo de carga, à modelagem do sistema e aos impactos provenientes da inserção da GD.

2.1 Distribuição da Energia Elétrica

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) tem como principal função fornecer energia elétrica aos pontos de consumo com segurança, qualidade e disponibilidade constantes (SOUZA, 1997; BURKE, 1994). Ele é usualmente segregado em quatro grandes segmentos, classificados de acordo conforme seu nível de tensão, extensão das linhas e potência, são eles: geração, transmissão, distribuição e utilização (Figura 2.1).

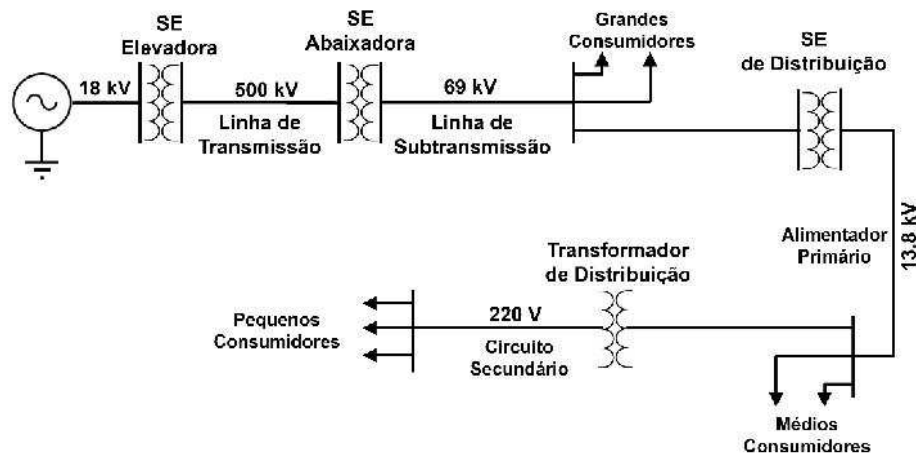


Figura 2. 1. Diagrama unifilar de um SEP típico.

O segmento da distribuição subdivide-se em subestação de distribuição, distribuição primária e distribuição secundária. As linhas de distribuição (também denominadas de alimentadores) compõem um subsistema que: i) faz a conexão entre as subestações de distribuição e os elementos instalados ao longo do sistema; ii) conecta os equipamentos dos consumidores ao sistema elétrico. Os alimentadores são classificados como:

- **Primários:** fornecem tensão a pontos específicos do sistema, previamente definidos em projeto e eventualmente podem vir a atender cargas industriais e comerciais e, possuem níveis de tensão usuais em 13,8 e 11,9 kV e, sempre têm origem na subestação, compondo o tronco, parte principal e os ramais.
- **Secundários:** apresentam tensões baixas, as mais usuais são 380 (trifásico), 220 e 127 V (fase-neutro). Atendem aos consumidores residenciais e/ou comerciais, que compõem a maior parcela dos consumidores atendidos.

Os transformadores abaixadores de distribuição fazem o papel de particionamento da potência instalada no SDEE (SOUZA, 1997; CAPARÓ, 2005; BURKE, 1994). Um diagrama unifilar de um SDEE típico é mostrado na Figura 2.2.

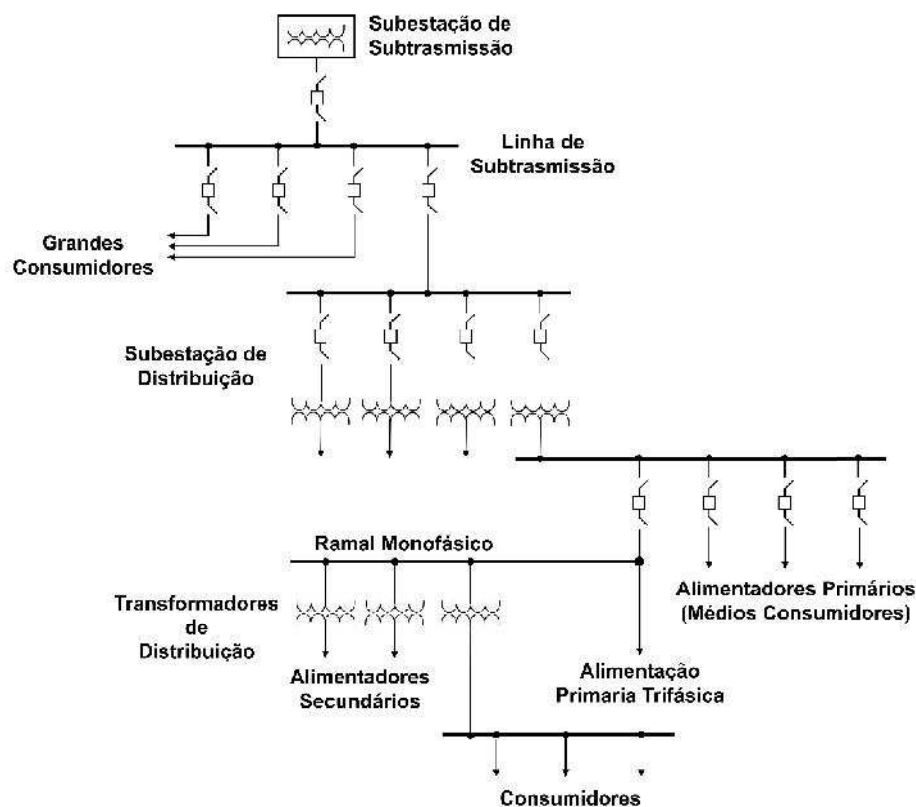


Figura 2. 2. Diagrama unifilar de um sistema de distribuição.

O sistema primário pode apresentar-se em diferentes configurações, as principais são:

- **Sistema radial:** requer baixo investimento e apresenta boa confiabilidade quando construído com equipamentos e materiais de boa qualidade. Possui a vantagem de

ser de fácil operação, manutenção e expansão. Como consequência, é o mais utilizado. No entanto, essa configuração não oferece garantia de continuidade do serviço, o que afeta os índices que medem a qualidade dos serviços estabelecidos pela ANEEL. A configuração radial é usada na distribuição aérea e em áreas que possuam densidade de carga baixa, sem exigência de fornecimento ininterrupto (SOUZA, 1997). O sistema radial, pode se apresentar de várias formas, são elas: simples, seccionado, interligado e seletivo. A primeira forma é a mais básica e as demais apresentam elevação gradativa na confiabilidade do sistema. A última, se aplica a consumidores de grande porte ou importância, ligados normalmente ao alimentador primário, a exemplo de hospitais e centrais telefônicas.

- Sistema reticulado: comumente conhecido por *network*, é composto por uma malha interconectada por cabos, energizada em vários pontos. Como a falta de fornecimento de energia elétrica em um ponto qualquer não provoca interrupção do serviço, essa configuração oferece boa confiabilidade. Este tipo de sistema é comumente aplicado aos sistemas secundários.
- Sistema em anel: apresenta continuidade de serviço superior quando comparado com o sistema radial. Em contrapartida, apresenta custo alto. Pode apresentar-se na forma de anel aberto ou fechado. O sistema em anel aberto comporta-se como dois alimentadores radiais, cada um deles possuindo área de cobertura pré-definida, mas devendo ser projetado e dimensionado para suprir toda a carga do sistema.

O sistema secundário compreende a parte entre o alimentador primário e o consumidor no SDEE. É composto por transformadores de distribuição, linhas ou circuitos secundários e ramais de serviço ou ligação. As configurações usuais são: radial simples, secundário interligado e secundário reticulado. Pode apresentar-se na forma trifásica com quatro condutores ou monofásica com três condutores.

Os condutores no sistema secundário podem ser nus ou isolados, estes últimos possuem vantagens físicas, funcionais e técnicas quando comparados aos primeiros. Em contrapartida, são mais caros e, portanto, aplicado normalmente em situações específicas.

O sistema secundário interligado deriva do radial, de modo a fazer a interconexão dos secundários dos transformadores providos pelo mesmo circuito alimentador, compondo um banco entre eles. A conversão de radial para interligado não requer investimento substancial e aplica-se a áreas de média densidade de carga, apresentando diversas vantagens, como por exemplo, a facilitação da inserção de novas demandas de cargas e a redução das variações de tensão no secundário, dentre outras.

O sistema secundário reticulado (*secondary network system*) é utilizado em áreas de grande densidade de carga, normalmente urbanas, com instalações subterrâneas e, possui a grande vantagem de se apresentar em grande porcentagem imune a defeitos, pois cada um dos seus transformadores é ligado ao sistema secundário por meio de um disjuntor, denominado protetor de malha, que tem a função de evitar o fluxo de potência reverso, ou seja, do sistema secundário ao transformador.

As características que definem um SDEE são: densidade e magnitude de carga instalada, tipo de consumidor, configuração do sistema, nível de tensão em que opera, número de fases e de condutores das linhas que o compõem. Outra característica importante é a sua natureza inerentemente desequilibrada. Devido a esse fato, em um estudo realístico, não se pode utilizar o conceito de equivalente monofásico, conforme se faz quando se consideram sistemas trifásicos equilibrados. Assim, é necessário que se adote um modelo representativo de linha trifásica com todos os elementos que a compõe, conforme mostrado na Figura 2.3 (FERNANDES, 2012).

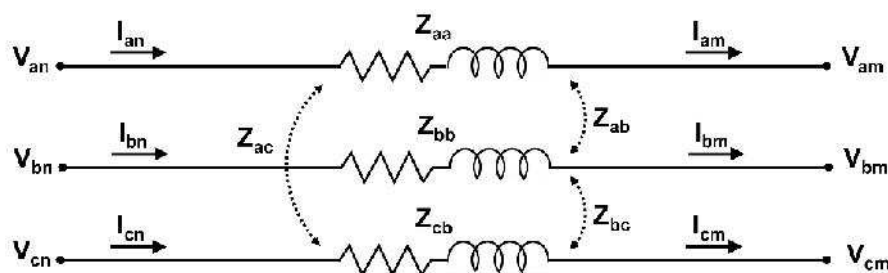


Figura 2. 3. Linha trifásica genérica com seus elementos representativos.

Por apresentarem linhas consideradas curtas, a modelagem dos SDEE é normalmente feita considerando-se apenas os efeitos magnéticos e linhas representadas por parcelas

de resistências e indutâncias série e mútuas das impedâncias. Caso essas grandezas apresentem magnitude igual para todas as fases do sistema, tem-se um sistema equilibrado, caso contrário, desequilibrado.

As cargas supridas pelo SDEE são classificadas como industriais, comerciais e residenciais. As cargas ditas comerciais são compostas principalmente por motores de indução e constituem a maior parcela da carga suprida pelo sistema. Uma característica relevante das cargas dos SDEE é a sua variação diária, o que requer o levantamento da curva de carga em estudos que exijam maior precisão. Usualmente, as curvas de cargas são construídas considerando a média dos valores instantâneos de potência medidos em um intervalo de 15 minutos (PADILHA, 2010); CAPARÓ (2005).

2.2 Método da Soma de Potências

O SDEE deriva de uma subestação, que o separa do sistema de transmissão. Na subestação, a tensão é reduzida para níveis mais baixos, característicos dos SDEE, por meio de transformadores ditos abaixadores. Além dos níveis de tensão, o SDEE possui também topologia diferente dos sistemas de transmissão, que costumam se apresentar em redes malhadas, enquanto que o primeiro possui topologia tipicamente radial. Essa diferença topológica associada à relação elevada entre as resistências e reatâncias do SDEE, conhecida por relação R/X , em comparação com os sistemas de transmissão, torna os métodos tradicionais (como por exemplo, o de Newton Raphson) ineficazes na solução de problemas de fluxo de potência dos SDEE, fato esse resultante de problemas de convergência (PANTUZI, 2006). Outra característica importante é a impossibilidade de transposição de suas linhas, podendo ter números de fases diferentes por ramais e cargas com características desbalanceadas. Esse fato faz com que os SDEE sejam em essência, naturalmente desbalanceados.

Dentre os cálculos realizados em sistemas elétricos, um dos mais fundamentais é sem dúvida, o de fluxo de potência (ou fluxo de carga), que de forma sucinta, tem como objetivo, determinar as tensões em todos os nós ou barramentos do sistema em condições pré-estabelecidas de geração e carga, ou seja, permite a determinação do estado do

sistema e a distribuição dos fluxos de potência em toda sua extensão. A partir do cálculo do fluxo, diversas análises para identificação de eventuais problemas no sistema podem vir a ser feitas, como por exemplo: problemas relacionados com variações de tensão, cálculo das perdas nos barramento e sobrecarga no sistema. Além disso, possibilita o estudo do planejamento da operação e da expansão do sistema, realização de testes de eficiência de equipamentos, estudo de reativos e tensões no sistema, dentre outros (PANTUZI, 2006; CASTELO BRANCO, 2012).

No caso dos SDEE, um fator importante a ser considerado é a sua topologia radial. Análise da literatura especializada evidenciou que os métodos de varredura, conhecidos por *backward-forward*, adequam-se de maneira satisfatória, respeitam as características inerentes a distribuição de energia elétrica e possibilitam uma modelagem eficiente (SHIRMOHAMMADI, 1988; CARVALHO, 2006; CASTELO BRANCO, 2012; PANTUZI, 2006). Dentre os métodos baseados em varredura, um dos mais difundidos é o Método da Soma de Potências (**MSP**) proposto por BROADWATER (1988). O MSP tem formulação matemática simples, é robusto, converge rapidamente e se aplica a sistemas monofásicos ou trifásicos, desde que tenham configuração radial.

A formulação matemática do MSP é feita considerando um trecho de alimentador, conforme esquematizado na Figura 2.4, onde considera-se cada trecho como sendo formado pelo ramo correspondente juntamente com o seu nó terminal.

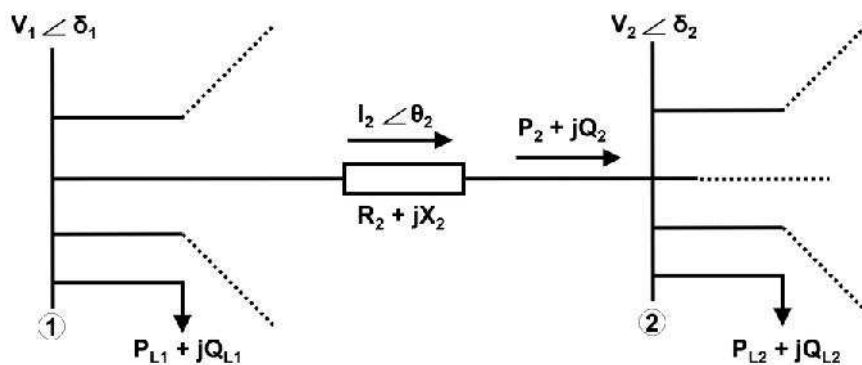


Figura 2. 4. Trecho de representação de um alimentador radial monofásico.

De modo geral, o problema é formulado aplicando-se as Leis de Kirchooff ao trecho da Figura 2.4, o que resulta em um sistema de equações e inequações algébricas não lineares

limitadas pelas restrições de operação do sistema e dos equipamentos e demais elementos que a compõem (PANTUZI, 2006). Ao final da análise extrai-se o seguinte equacionamento (ALBUQUERQUE, 2005; BARBOSA, 1995):

$$V_i^4 + 2.A.V_i^2 + B = 0 \quad (2.1)$$

$$A = (R_i.P_i + X_i.Q_i) - \frac{1}{2}.V_{i-1}^2 \quad (2.2)$$

$$B = (R_i^2 + X_i^2).(P_i^2 + Q_i^2) \quad (2.3)$$

$$\Delta P_i = R_i.\left(\frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2}\right) \quad (2.4)$$

$$\Delta Q_i = X_i.\left(\frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2}\right) \quad (2.5)$$

$$P_i = P_{Li} + \sum_{K \in \Omega_i} (P_k + \Delta P_k) \quad (2.6)$$

$$Q_i = Q_{Li} + \sum_{K \in \Omega_i} (Q_k + \Delta Q_k). \quad (2.7)$$

Sendo:

- P_i o fluxo de potência ativo no trecho i ;
- Q_i o fluxo de potência reativo no trecho i ;
- P_{Li} a carga ativa instalada no trecho i ;
- Q_{Li} a carga reativa instalada no trecho i ;
- ΔP_k a perda ativa no trecho k ;
- ΔQ_k a perda reativa no trecho k ;
- Ω_i o conjunto de todos os trechos que derivam do trecho i .

Resumidamente, o problema de fluxo de carga via MSP consiste em resolver, para cada trecho do alimentador, uma equação biquadrada mediante a qual se relacionam o fluxo de potência em seu final e as tensões nos extremos do trecho. O fluxo de potência no final de um trecho corresponde à carga instalada na barra do trecho mais a soma das potências

instaladas e das perdas à jusante. Daí o nome do método, que é interativo nas variáveis de perdas. A estimativa inicial é de perdas nulas e a cada interação, seus valores são corrigidos até que essas correções deixem de ser significativas.

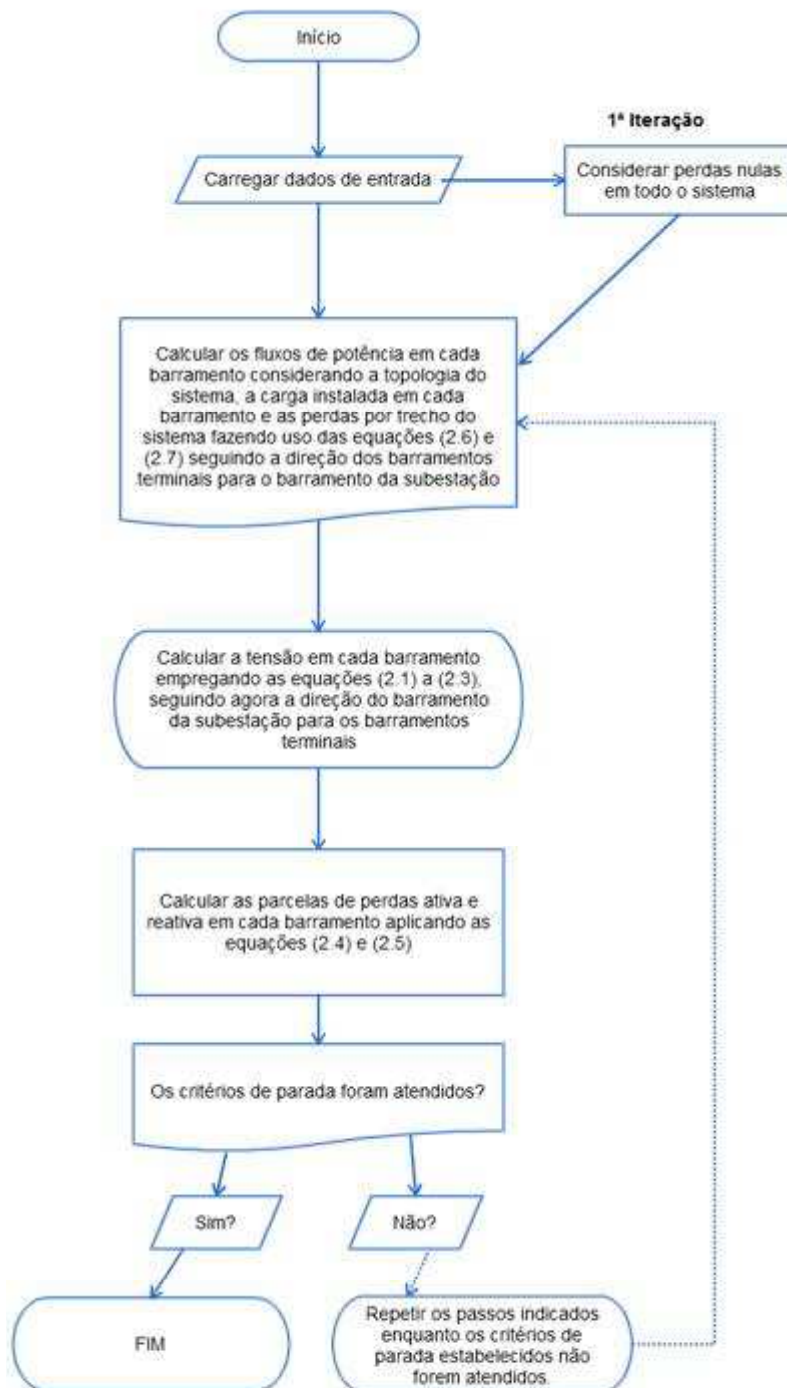


Figura 2. 5. Fluxograma resumido para solução do fluxo de potência via MSP.

Os cálculos das variáveis de estudo para o MSP podem ser feitos conforme se julgar conveniente, no entanto, sua implementação nesta metodologia se deu conforme mostra o fluxograma resumido do método apresentado pela Figura 2.5.

2.3 Geração Distribuída

O tema GD entrou em destaque nos anos 90, com os apelos por investimentos em tecnologias e produções energéticas ecologicamente sustentáveis, impulsionada pelos eventos relacionados com a desregulamentação do setor elétrico, efeito estufa e escassez de recursos derivados de combustíveis fósseis (MENESES, 2012; REBECHI, 2008). Dentre as suas vantagens e desvantagens, destacam-se (REBECHI, 2008; GUEDES, 2006; BARBOSA FILHO, 2013):

Vantagens

- Estímulo aos potenciais energéticos locais, promovendo a disponibilidade dos recursos energéticos mais abundantes no local de atendimento às cargas demandadas.
- Uso de geradores em pequena escala, reduzindo problemas relacionados aos resíduos, custo de implementação menor, já que as unidades geradoras são normalmente de pequeno porte, viabilizando seu uso.
- Fornecimento de serviços auxiliares ao sistema interligado, suprimindo a demanda de cargas locais e futuras demandas.
- Minimização das perdas técnicas e totais do sistema.
- Aumento da confiabilidade do sistema.
- Redução dos custos associados ao transporte de energia, já que os geradores distribuídos estão próximos aos centros de cargas.
- Risco menor de investimento e tempo de instalação.
- Redução dos investimentos em expansão da transmissão e distribuição de energia.
- Melhora nos perfis de tensão dos sistemas onde encontram-se inseridos.
- Melhora no fator de potência do sistema.

- Possibilidade de ilhamento, atendendo as cargas locais em casos de faltas no SDEE, melhorando o desempenho do mesmo.
- Minimização dos impactos ambientais, quando a GD faz uso de fontes renováveis de energia alternativas.

Desvantagens

- Aumento da complexidade no despacho central quando da associação da GD com a centralizada.
- Geração de distúrbios e consequentes mudanças no sistema de proteção do sistema.
- Necessidade de ajustes na operação e controle do sistema.
- Geração sujeita a interrupções de fornecimento de fluxo de potência, a exemplo do solar fotovoltaica e eólica, que dependem da sazonalidade, dentre outros fatores a que estão sujeitas.
- Fluxo bidirecional nas linhas.
- Problemas relacionados ao controle da tensão, em determinadas situações, podendo ultrapassar os limites pré-estabelecidos.
- Problemas acarretados por ilhamento indesejado.
- Variações no fator de potência.

2.4 Geração Distribuída Fotovoltaica

O interesse crescente na busca da diversificação da matriz energética, em particular do tipo fotovoltaica, tem motivado o Brasil a se inserir nesse novo contexto. Nesse ínterim, o governo federal vem oferecendo incentivos regulatórios, tributários, normativos e econômicos. O mais recente avanço relacionado à regulamentação para a GD ocorreu em 2012, com a publicação da Resolução Normativa 482/2012, posteriormente atualizada pela Resolução normativa 517/2012 feita pela ANEEL. Conforme já exposto, essa Resolução define os parâmetros para instalação de pequenos e microgeradores em

distribuição, recebendo em troca créditos, com prazo de validade de três anos para utilização, instaurando-se, portanto, o sistema de compensação de energia elétrica.

Modificações implementadas no PRODIST aliada às Resoluções Normativas, excluíram quaisquer barreiras à conexão e contratação para os microgeradores e minigeradores distribuídos. Foram estabelecidos descontos reduzidos a 80% na Tarifa de Utilização do Sistema de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição (TUST) para os dez primeiros anos de operação de usinas que façam uso de fonte solar e que venham a entrar em funcionamento até 2017.

A prospecção futura é de que o uso da GD sofra aumento significativo, embasado por exemplo, em uma publicação do BNDES de agosto de 2014, que faz exigência da fabricação progressiva de componentes e processos relacionados com geração distribuída fotovoltaica (**GDF**) no país a partir de 2020. Isso reduzirá os custos dos equipamentos ao consumidor final, dentre outros incentivos promovidos por instituições financeiras, governamentais e privadas, para financiamento e fomento econômico de viabilização do uso da GDF. Cabe ressaltar, que existem também, incentivos de apoio ao consumidor, através do Instituto Ideal e da ANEEL, com publicação de cadernos e outras ferramentas de informação ao consumidor, além de certificações do INMETRO e da ABNT, para garantia da segurança e padronização das instalações.

Com relação à tributação e à legislação, não existe cobrança de ICMS em módulos e células fotovoltaicas no país. Esse incentivo pode ser considerado pequeno, já que os demais impostos cobrados ainda elevam de modo considerável o valor final dos sistemas. Atualmente existem projetos que tramitam no setor legislativo, a fim de promover incentivo à GD e ao uso de fontes renováveis para produção de energia. No setor acadêmico, esse tema constitui-se na atualidade, em uma linha de pesquisa efervescente.

2.4.1 Conexão de Sistemas Solares Fotovoltaicos

O tipo de arranjo de um sistema solar fotovoltaico é função da aplicação. Quando conectados diretamente ao SDEE, apresentam duas configurações distintas: distribuídos ou centralizados. Um esquema básico da conexão de um sistema solar fotovoltaico

conectado ao SDEE é apresentado na Figura 2.6. Conforme se vê, o sistema é composto basicamente, pelo módulo ou painel fotovoltaico e pelo conversor/inversor eletrônico.

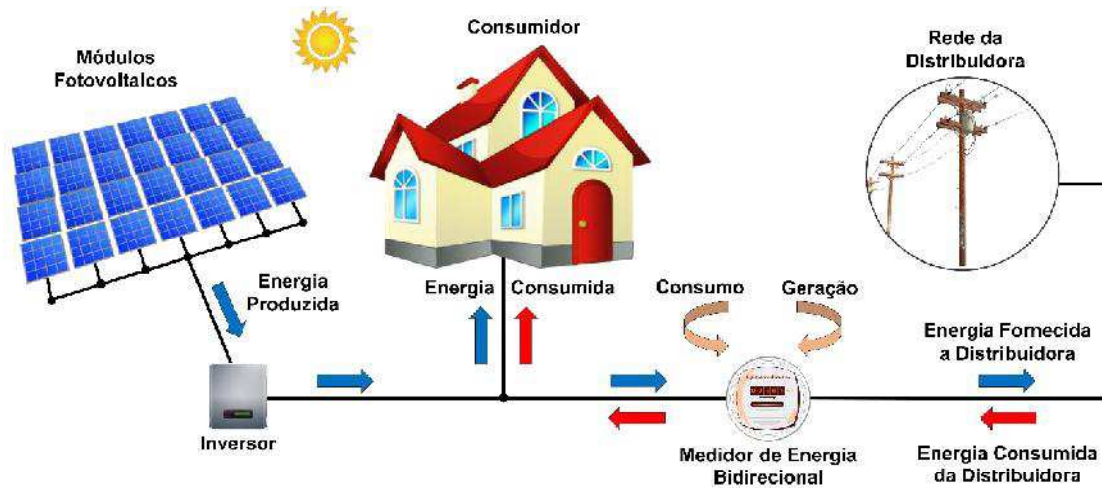


Figura 2. 6. Esquema ilustrativo de um sistema solar fotovoltaico conectado a um SDEE.

O circuito equivalente de uma célula fotovoltaica típica é apresentado na Figura 2.6. O painel fotovoltaico é composto pela associação em série e/ou paralelo de células fotovoltaicas, as quais são interconectadas a fim de aumentar a potência elétrica final. O sistema solar fotovoltaico é composto por um conjunto de painéis fotovoltaicos e pode incluir dispositivos de controle, supervisão, proteção, armazenamento, quando necessário, além de fixação, fundação e estrutura de sustentação.

Na Figura 2.7, tem-se (ABNT, 2008; PALUDO, 2014; JANNUZZI, 2009; FRIGO, 2013):

- A fonte de corrente, I_{PV} , que representa a fonte de corrente originada pelo efeito fotovoltaico.
- O diodo que representa a junção P-N do material semicondutor que compõe a célula.
- A resistência R_s que representa as perdas por efeito Joule.
- A resistência interna do material R_p que representa as perdas devido às correntes de fuga (Foucault).
- I_D , V_D , I e V que representam, respectivamente: a corrente do diodo, a tensão sobre ele, a corrente e a tensão de saída da célula fotovoltaica.

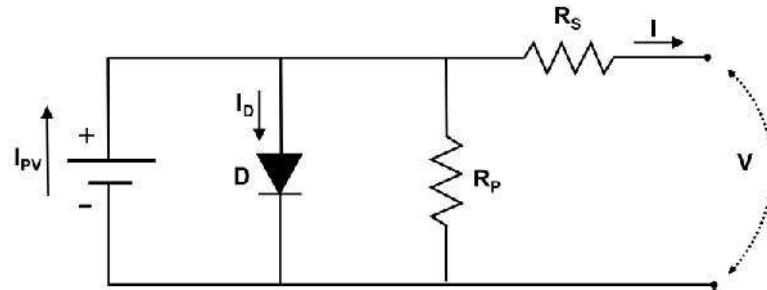


Figura 2. 7. Circuito equivalente de uma célula fotovoltaica típica.

2.4.2 Impactos da Conexão de Sistemas Solares Fotovoltaicos

De um modo geral, a inserção de qualquer equipamento ou elemento ao SDEE pode gerar impactos positivos e/ou negativos. Esse fato aplica-se também à inserção de geradores distribuídos, cujos impactos são maiores quando o número de geradores cresce e são normalmente, mais evidentes na baixa tensão, ou seja, no sistema secundário. Além disso, tais impactos dependem da configuração e das características do sistema elétrico e dos locais de conexão dos geradores. No caso particular da GDF, podem-se enumerar os seguintes impactos:

- Como os geradores são instalados próximos às cargas, ocorre redução de demanda por parte da subestação.
- Como a geração de energia elétrica depende de fatores probabilísticos, em alguns períodos do dia a GDF pode ser maior que o consumo requerido pela carga. Esse fato pode provocar surgimento de fluxo reverso no ponto de conexão entre o gerador e o SDEE, acarretando consequências negativas, como elevação da tensão no sistema e perda da coordenação do sistema de proteção.
- Em determinados momentos do dia, a GDF supre total ou parcialmente a demanda de potência ativa da carga local. Como o sistema é projetado para operar com fator de potência unitário, o SDEE deixará de fornecer a parcela de potência ativa e continuará fornecendo a parcela de potência reativa requerida pela carga, o que provoca redução no fator de potência no ponto de conexão entre os referidos sistemas.

- Ocorrência de ilhamento não intencional, ou seja, fenômeno que ocorre quando parte do sistema é desconectada do sistema e permanece alimentada por geradores distribuídos que permanecem conectados a ela. Esse fenômeno é indesejável do ponto de vista técnico operacional, pois coloca em risco equipamentos e o pessoal técnico especializado.
- Probabilidade da contribuição do nível de curto-circuito da GD, quando adicionada com a do SDEE, ficar abaixo dos limites estabelecidos pela ANEEL (BRAUN-GRABOLLE, 2010; PALUDO, 2014).

Este trabalho enfocou o estudo dos impactos na tensão e nas perdas técnicas, os quais são discutidos brevemente a seguir.

2.4.2.1 Impactos na Tensão

Problemas relacionados com regulação da tensão são fatos rotineiros nas empresas de distribuição de energia elétrica. É fato que em sistemas com geração centralizada, a tensão apresenta valores mais elevados próximos ao gerador e devido às quedas de tensões ao longo do sistema, a tensão vai sendo reduzida gradativamente. Para garantir que a tensão fornecida ao consumidor final esteja numa faixa aceitável, o órgão regulador estabelece limites com variações de tensão em torno de $\pm 5\%$ do valor nominal de operação do sistema, visto que, variações acima ou abaixo de tais valores podem influenciar negativamente na qualidade da energia fornecida.

A inserção da GDF pode contribuir positivamente para minimizar os problemas relacionados com variações de tensão, não só com relação a qualidade da energia fornecida, como também, na atuação indevida de dispositivos reguladores de tensão e da proteção do sistema. (PALUDO, 2014; LUIZ, 2012)

A literatura e estudos na área relatam que a presença de GDF reduz o uso e a atuação dos equipamentos reguladores instalados no sistema, fazendo com que venham a ser requisitados somente quando a produção da GDF for menor que a demanda da carga. Entretanto, o monitoramento dos limites permissíveis de tensão é necessário, visto que que a ocorrência de fluxo reverso pode provocar elevação da tensão no ponto de conexão

da GDF com o SDEE. Esse fato gera consequências positivas quando o sistema apresenta elevadas quedas de tensão nos extremos do alimentador, melhorando o perfil de tensão. No entanto, quando da ocorrência de curto-circuito elevado, o sistema solar fotovoltaico é desconectado imediatamente do sistema por seu sistema de proteção, o que pode provocar afundamento de tensão, mesmo quando existe equipamento regulador de tensão presente, já que este possui um tempo para efetuar a mudança de TAP para o reestabelecimento do valor da tensão (PALUDO, 2014; SHAYANI; 2010; MARQUES, 2004; BRAUN-GRABOLLE, 2010).

2.4.2.2 Impactos nas Perdas

Avaliar o impacto da conexão da GDF nas perdas técnicas tem sua relevância fundamentada sob o ponto de vista econômico e de eficiência energética. Como as perdas técnicas são diretamente proporcionais ao nível de carregamento do sistema, a presença de GDF próximo à carga pode contribuir para minimização de tais perdas, uma vez que, o fornecimento de potência ativa à carga por parte da GDF reduz a corrente que flui da subestação até o ponto de conexão da GDF com o SDEE, reduzindo conseqüentemente as perdas. No entanto, grande concentração de GDF pode ocasionar fluxo reverso, com elevação da parcela de potência ativa, contribuindo, deste modo, no aumento das perdas técnicas.

Para avaliar se os impactos sobre as perdas técnicas serão positivos ou negativos, um fator decisivo é avaliar a relação entre a quantidade de GDF instalados no SDEE e a demanda de carga. Estudos realizados demonstraram que: i) elevada penetração de GDF, adicionada à baixa demanda de carga no sistema, tende a elevar as perdas totais do sistema; ii) moderada penetração de GDF num cenário de elevada demanda de carga, reduz as perdas totais do sistema (PALUDO, 2014; BRAUN-GRABOLLE, 2010; AYRES, 2010; MARQUES, 2004).

2.5 Análise Econômica

Dentre os métodos atuariais¹ mais usuais e consolidados para análise de viabilidade econômica selecionou-se para uso neste trabalho o Método do Valor Presente Líquido (VPL) em associação com os Métodos da Taxa Interna de Retorno (TIR) e do *payback*. O VPL tem por finalidade calcular o impacto dos eventos futuros associados a um projeto de investimento com relação ao valor presente, ou seja, ele calcula o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo de sua vida útil. Em suma, pode-se dizer que o VPL é simplesmente a diferença entre os aditamentos gerados pelo projeto e os custos a ele associados. A expressão para o cálculo do VPL é dada pela Equação (2.7) (SAMANEZ, 2009):

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{f_{ct}}{(1+r)^t} \quad (2.7)$$

Sendo:

- I o investimento inicial;
- f_{ct} o fluxo de caixa do projeto no período t ;
- r a taxa de desconto;
- t o período de tempo em questão;
- n o horizonte de análise do fluxo de caixa.

O critério de decisão do VPL positivo é caracterizado pelos casos em que seu valor for maior que zero, ele será economicamente viável, pois suas receitas superam o investimento somados as despesas com sua implantação.

O TIR, segundo SAMANEZ (2009), tem como finalidade encontrar uma taxa intrínseca de rendimento e, por definição, trata-se de uma taxa de retorno do investimento. Matematicamente, ela é empregada descontando-se o VPL, fazendo com que seu valor se

¹ A ciência atuarial é aquela que engloba as técnicas específicas de análise de risco e expectativas e aplica conhecimentos específicos das matemáticas estatísticas e financeira.

anule e colocando a taxa de desconto como variável independente, ou seja, é o valor de i^* que satisfaz a Equação (2.8):

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{f_{ct}}{(1 + i^*)^t} = 0. \quad (2.8)$$

O critério de decisão é dado por: *Se i^* for maior que a taxa mínima de atratividade definida, o projeto é economicamente viável.*

O *payback* ou tempo de retorno sobre o investimento é caracterizado pelo número de períodos (tempo) necessário para que o projeto se pague, ou seja, para que seu fluxo de caixa acumulado se torne positivo. Seu cálculo é realizado adotando-se modelo de fluxo de caixa do tipo em que, o investimento é feito no primeiro período e as receitas do projeto constam dos períodos seguintes, conforme exemplifica a Figura 2.8.

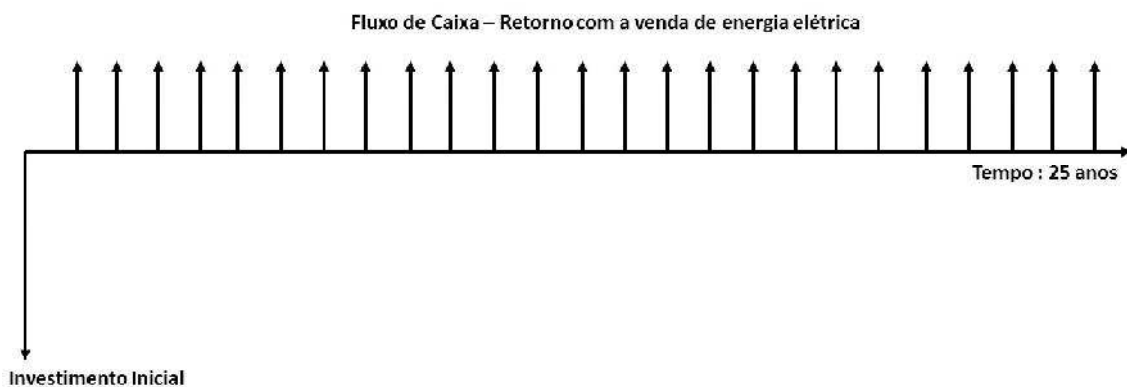


Figura 2. 8. Modelo de fluxo de caixa.

Os cálculos do VPL, do TIR e do *payback* só podem ser realizados quando se tem posse de sua variável fundamental, ou seja, o fluxo de caixa. Segundo SAMANEZ (2009), o fluxo de caixa apresenta o resumo das entradas e saídas efetivas de dinheiro ao longo do tempo, o que permite, por conseguinte, identificar a rentabilidade e a viabilidade econômica do projeto ao longo de sua vida útil, um modelo genérico de fluxo de caixa é apresentado pela Tabela 2.1.

Tabela 2. 1. Exemplo de fluxo de caixa genérico.

Ano	0	1	2	...	25
Fluxo de caixa		Receita	Receita	Receita	Receita
	-Investimento	-Impostos	-Impostos	-Impostos	-Impostos
		-Oper/Manut.	-Oper/Manut.	-Oper/Manut.	-Oper/Manut.
		Valor presente	Valor presente	Valor presente	Valor presente

O *payback* pode ser simples ou descontado. A versão simples não considera o investimento variando no tempo e sua principal vantagem está em sua facilidade de cálculo, devido à simplicidade de sua formulação. Por sua vez, o *payback* descontado apresenta resultado mais confiável, pois quanto maiores forem as variações na taxa de desconto e no período de análise, maior será a discrepância entre os resultados obtidos por ambos os métodos de análise. Este trabalho fez uso das duas variações do método.

A equação para o cálculo do *payback* simples é dada pela Equação (2.9) e para o cálculo do *payback* descontado, deve-se determinar o valor de T na Equação (2.10) (SAMANEZ, 2009):

$$PB = \frac{I}{f_{ct}} \quad (2.9)$$

$$I = \sum_{t=1}^T \frac{f_{ct}}{(1 + K)^t} \quad (2.10)$$

Sendo K a taxa de desconto.

Capítulo 3 – Revisão Bibliográfica

No fim da década de 80, os primeiros trabalhos sobre geração distribuída fotovoltaica foram publicados. Tais trabalhos fizeram abordagem sobre a prospecção futura do uso desse tipo de fonte geradora. No entanto, somente na década de 90 foram publicados os primeiros trabalhos referentes à conexão de sistemas solares fotovoltaicos diretamente ao SDEE, dentre os quais pode-se citar SHUGAR (1990), que discorreu sobre o assunto já fazendo uso do termo definido como GD, buscando quantizar os benefícios advindos da interconexão da GD com os sistemas de distribuição e transmissão, afim de incentivar o uso da geração fotovoltaica.

A difusão do uso de fontes renováveis e sucessiva definição da abrangência, classificação e caracterização do termo GD, associado aos apelos ambientais e governamentais pelo uso crescente de fontes alternativas para geração de energia elétrica, visando a produção sustentável de energia em todo o mundo, provocaram o surgimento de novas questões a respeito da associação destes geradores ao SDEE. A principal delas diz respeito aos impactos provocados pela conexão em massa de sistemas de GD diretamente ao SDEE, sem que haja alterações significativas em sua topologia e operação.

3.1 Resumo da Revisão

Diversos autores, em seus trabalhos, apresentam os benefícios, identificam e classificam os impactos e ainda propõem metodologias de solução para mitigação ou minimização dos efeitos causados pelo acoplamento de GD, quando conectados diretamente ao SDEE. Uma breve abordagem a respeito da obra de alguns deles é apresentada a seguir.

Enslin (2010)

Enslin faz abordagem sobre a conexão de sistemas solares fotovoltaicos, com capacidade nominal de potência em MVA, compatíveis com as subestações de distribuição, feita diretamente no sistema primário, afim de avaliar os impactos associados aos perfis de

tensão, perdas elétricas, fator de potência, planejamento da capacidade do sistema e qualidade de energia, por meio do estudo de caso de um alimentador substancialmente carregado com usinas geradoras fotovoltaicas nos EUA.

O texto diz que a proximidade das usinas solares dos alimentadores de distribuição pode causar altos níveis de oscilação na tensão, diz também que é mais fácil integrar um sistema de geração fotovoltaica em sistemas onde outros geradores já se encontram instalados, pois eles fornecem potência de equilíbrio, regulação e garantia de atendimento a demanda de carga quando preciso for. Além disso, o autor afirma ainda que quanto maior for as plantas de geração fotovoltaica existem em uma determinada área, menor será a variação de sua produção total de energia. No entanto, a alta penetração de sistemas de geração fotovoltaica, produção que atenda valores acima de 20% da demanda total de carga do sistema, afeta o fluxo de potência do sistema, por meio da injeção de potência reativa no ponto de conexão da GD com o sistema, desequilibrando as parcelas ativa e reativa do sistema.

Outras variáveis importantes para a operação do sistema também são afetadas, dentre elas estão: a corrente de curto-circuito de todo o sistema, a estabilidade do sistema, afetada devido as variações na produção de energia elétrica por parte da GDF, que por consequência afeta a qualidade de energia, devido as flutuações de tensão e demanda de carga, dentre outras.

O referido texto apresenta como benefícios esperados para o SDEE com a conexão direta com GDF o alívio na sobrecarga dos alimentadores, o consequente adiamento de investimentos em melhoria e expansão do sistema, a redução das perdas totais e, o resumo dos benefícios advindos da GDF é o aumento da capacidade e suporte ao sistema. O autor oferece como solução para os problemas relacionados a injeção desnecessária de potência reativa e a baixa injeção de potência ativa em dias nublados, por parte dos GDF, o uso de compensador síncrono estático (STATCOM), que possui ação rápida e faz acompanhamento dinâmico da potência reativa, associado a um sistema BESS, que faz armazenamento de energia em escala megawatt e também oferece rápida resposta às mudanças de frequência no sistema. O texto relata ainda que o uso e associação de tais equipamentos é capaz de mitigar grande parte dos impactos gerados com a conexão dos sistemas de GDF diretamente ao SDEE e que o investimento pode fornecer retorno de

cerca de 13%, já que o custo de aquisição deles é relativamente alto, no entanto, o trabalho não trata da intrínseca dos referidos equipamentos e nem fornece outras ferramentas e metodologias de solução equivalentes alternativas.

A solução fornecida pelo referido trabalho o inviabiliza, uma vez que, os custos associados a ela são relativamente altos e seu retorno baixo. O autor não se refere a nenhum equipamento, que ofereça os mesmos benefícios ou similares de um STATCOM cujo custo e implementação sejam mais acessíveis. Portanto, as informações obtidas com a análise fazendo-se uso de tal dispositivo é do ponto de vista técnico relevante, mas economicamente contestável.

Arif *et al* (2012)

Arif *et al* apresenta o armazenamento de energia como alicerce fundamental para o efetivo uso da energia renovável, que tem como principal fonte de geração a solar fotovoltaica. A importância do eficiente armazenamento da energia se faz ainda mais necessário na GDF, já que os geradores não podem suportar a demanda de carga do sistema a uma taxa constante por dia, portanto, o armazenamento auxilia no gerenciamento da demanda de carga do sistema. Entretanto, a conexão entre o armazenamento e o SDEE é feita por meio do uso de inversor e sua comutação depende da demanda de carga e da produção de energia do sistema solar fotovoltaico, o que pode caracterizar em impactos negativos para o sistema secundário, pois as interrupções frequentes devido a variação na produção de energia provoca variações na tensão e também injeta harmônicos no SDEE. Deste modo, os autores fazem a identificação dos impactos causados pela alta penetração de armazenamento de energia, proveniente de GSF e faz estudo de caso em diferentes cenários, tendo como base um pequeno SDEE australiano.

O texto faz uma breve abordagem sobre os principais impactos identificados na conexão da GDF com o SDEE, como as questões que envolvem a regulação de tensão, por exemplo e, sequencialmente é feita a descrição do modelo usado na validação do estudo. O modelo do sistema de baixa tensão foi tomado como desequilibrado, assumindo diversos cenários de carga e em diferentes pontos do sistema. Como resultado, observou-se quedas de tensão na extremidade final da baixa tensão do sistema e também em algumas fases da

alta tensão. Observou-se também que quando a demanda de carga é gerenciada, quedas de tensão ocorrem em toda extensão do sistema, no entanto, os níveis percentuais não são elevados. Observou-se ainda o surgimento de fluxo de potência bidirecional quando a produção fotovoltaica foi maior que a demanda de carga, além de desequilíbrio entre as fases quando os GD foram instalados em apenas uma das fases do sistema, verificou-se também a injeção de harmônicos por meio dos inversores que compõem o sistema solar fotovoltaico.

O trabalho não forneceu análise sobre o grau de severidade dos impactos negativos causados pelos inversores que conectam o sistema de armazenamento, tido como ferramenta de mitigação dos impactos, do equipamento gerador fotovoltaico à rede. Além disso, também não fornece informações detalhadas sobre o sistema de armazenamento, os custos associados a ele e viabilidade de implementação.

Farhoodnea *et al* (2012)

Farhoodnea *et al* discursa sobre a conexão de um grande sistema de geração fotovoltaica de energia também conectado diretamente ao SDEE sob condições climáticas variáveis, com o objetivo de verificar os agravantes causados a operação dos elementos constituintes do sistema, fazendo, portanto, análise da qualidade de energia de um sistema-teste radial com 16 barras, ligado a um sistema de geração fotovoltaica de 1,8MW, variando-se a irradiação solar, com dados da cidade Kuala Lumpur, na Malásia, fazendo-se uso dos *softwares* Matlab e Simulink.

Sequencialmente, é apresentada a modelagem do sistema de geração fotovoltaica, já que um modelo preciso de conversão dos efeitos de variação de temperatura e irradiância em corrente e tensão, produzidas pelo GSF, se faz necessário para validação do estudo, é feita ainda abordagem sobre os típicos impactos provocados pela presença de GD em SDEE. O sistema de geração fotovoltaica foi implementado usando conversor de impulso associado a um controlador de carga (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*), que possui algoritmos que controlam a tensão de saída de acordo com a fase de carregamento das baterias, trabalhando de forma mais eficiente, que o comumente usado controlador PWM (*Pulse Width Modulation*).

Nas análises observaram-se flutuações e variações de tensão, que causam prejuízos para as cargas sensíveis e aos equipamentos instalados no sistema, notou-se ainda uma rápida variação nas parcelas ativas e reativas de energia demandadas pelas cargas, além de outros impactos, a exemplo de queda no fator de potência e ainda injeção de harmônicos.

Um ponto negativo do trabalho se dá pelo fato de não apresentar soluções para minimização ou mitigação dos impactos observados. Além disso, os autores não discursam sobre o quão completo é o modelo de gerador fotovoltaico utilizado para validação do estudo realizado, não expõem modelos comparativos para avaliação dos leitores do modelo proposto e também não discursam sobre a influência da variação de suas variáveis nos resultados obtidos.

Aramizu *et al* (2013)

Aramizu *et al* relata que a geração fotovoltaica é uma das fontes renováveis que vêm recebendo maior atenção e incentivos em todo o mundo nos últimos anos. O objetivo do trabalho é realizar estudo para verificação dos impactos sobre a regulação e desequilíbrio de tensão quando o SDEE se encontra com elevada penetração de GSF. A validação do estudo é feita fazendo-se uso do *software* OpenDSS (*The Open Distribution System Simulator*).

O estudo realizado utilizou como base o sistema-teste de 13 barras do IEEE, modificado para a inserção de um regulador de tensão em um dos barramentos, mantendo a tensão em um valor fixo nele, a GDF foi instalada em um barramento com grande demanda de carga assimétrica instalada em cada uma das fases. O GDF foi considerado trifásico equilibrado, injetando o mesmo valor de potência em todas as fases do sistema. O *software* OpenDSS foi selecionado para a simulação dos cenários estudados, pois é livre e simula o comportamento do SDEE em diversas situações diferentes, inclusive com a conexão de GD. A fonte fotovoltaica utilizada foi do tipo com energia ativa e reativa fixas, descartando-se o modelo existente no *software*, já que este é mais complexo.

Os testes realizados analisaram duas demandas de carga diferentes, tidas como máxima e média. Na condição de carga máxima não houveram variações significativas na tensão do sistema, permanecendo dentro dos limites pré-estabelecidos, no entanto, observou-se

desequilíbrio de tensão em uma das fases do sistema e, verificou-se ainda a questão do ilhamento não-intencional, que provocou afundamento de tensão, extrapolando os limites pré-estabelecidos, condição não desejável. Já na condição de carga mediana, houve desequilíbrio de tensão, contudo, em picos menores que no caso anterior, observou-se também problemas de ilhamento não-intencional, mas também em níveis menores em comparação com a condição de carga máxima, pois não violaram os limites pré-estabelecidos.

O referido trabalho de pesquisa encontrava-se em fase de desenvolvimento quando de sua publicação e, portanto, não se apresentou conclusões simulacionais contundentes. Além disso, o sistema teste utilizado para análise, apesar de desbalanceado e com grande carregamento, é demasiadamente pequeno para estudo em sistemas de distribuição de energia, já que estes são comumente extensos, com carregamento variado e desbalanceado.

Swarna Kumary *et al* (2014)

Swarna Kumary *et al* trata das questões relacionadas à qualidade da energia, avaliando os impactos da penetração de GSF no sistema de baixa tensão, em diferentes condições de carga, e avalia um SDEE pertencente à cidade australiana de Geelong. O trabalho tem, portanto, o objetivo de avaliar o efeito de variações no nível de penetração de sistemas solares fotovoltaicos em SDEE de baixa tensão. O estudo é validado fazendo-se uso do *software* Matlab, para diferentes cenários, observando-se o comportamento da tensão e a injeção de harmônicos.

Os autores tratam ainda dos impactos causados pela conexão de fontes fotovoltaicas diretamente ao sistema de baixa tensão e apresentam o modelo de sistema usado na validação do estudo, na sequência os resultados obtidos são divulgados. As simulações foram realizadas para alguns casos, com diversos carregamentos de carga e de penetração da geração fotovoltaica. Foram observadas queda de tensão no fim do alimentador na condição de máxima geração fotovoltaica e demanda de carga média, constatou-se que tais quedas estão relacionadas também com o comprimento da linha. Quedas de tensão não foram observadas nos demais casos estudados. No que diz respeito a injeção harmônica, foi constatado que o nível de harmônicos de tensão e corrente foram

elevados nas extremidades finais do alimentador em comparação com o barramento do transformador, tido como referência inicial, em condição de máxima geração fotovoltaica, e mostraram-se menores em condição de geração fotovoltaica mínima.

O estudo foi realizado sob a ótica do padrão normativo AS777 praticado na Austrália, o que pode não adequar de maneira satisfatória aos sistemas de distribuição brasileiros. De modo geral, o trabalho é bem embasado e apresenta conclusões relevantes para trabalhos futuros, bem como importante contribuição como material de consulta e referencial.

3.2 Síntese Bibliográfica

Cada trabalho discutido apresenta similaridades entre si, por tratarem da mesma temática e possuírem objetivos similares, no entanto, algumas características possuem nuances diferentes, como é possível se verificar na Tabela 1 abaixo, que apresenta todos os artigos relatados comparados por aspectos como: tipo de sistema, tipo de variação realizada na validação do estudo simulacional e tipos de impactos observados nos resultados obtidos.

Como se pode observar, todos os trabalhos tratam da inserção de GDF em sistemas de distribuição, variando-se normalmente o nível de penetração da GDF afim de se observar o comportamento do sistema diante disso. Observa-se também algumas variações sobre os impactos observados ou avaliados, já que tal critério é tomado com base no tipo de abordagem que se deseje fazer e também das limitações de modelo, metodologias e ferramentas de análise.

Tabela 3.1. Síntese Bibliográfica.

Referência	Aspectos analisados		
	Tipo de sistema	Tipo de variação	Tipo de impacto
Enslin (2010)	Distribuição (Primário)	Nível de penetração de GDF	Varição de tensão, perdas, FP, planejamento da capacidade e qualidade de energia
Arif <i>et al</i> (2012)	Distribuição (Secundário)	Nível de penetração de armazenamento de energia e ponto de localização	Variações de tensão, fluxo bidirecional, desequilíbrio de tensão e harmônicos
Farhoodnea <i>et al</i> (2012)	Distribuição (Secundário)	Climática (temperatura e irradiância)	Variações de tensão, potência reativa, FP e harmônicos
Aramizu <i>et al</i> (2013)	Distribuição (Secundário)	Demanda de carga e nível de penetração de GDF	Ilhamento, variações de tensão e desequilíbrio de tensão
Swarna Kumary <i>et al</i> (2014)	Distribuição (Secundário)	Demanda de carga e nível de penetração de GDF	Variações de tensão e harmônicos

Capítulo 4 – Metodologia

Tendo em vista que a geração de energia elétrica do tipo fotovoltaica é função dentre outros parâmetros, da irradiação solar incidente sobre os módulos fotovoltaicos (que possui natureza estocástica), a realização de um estudo mais realístico deve levar em conta as características estocásticas desse tipo de gerador. Neste trabalho, procurou-se contemplar um pouco dessa variabilidade, fazendo-se uso da equação para módulos fotovoltaicos proposta por YAO (2014), na qual é possível variar alguns parâmetros, tais como: rendimento do inversor, temperatura e irradiância².

O estudo de caso realizado baseou-se nos critérios estabelecidos pelos órgãos reguladores e fez uso de métodos consolidados e relativamente simples para obtenção do estado do sistema. Considerou-se um sistema-teste, no qual foram inseridos GSF em alguns barramentos, considerando diferentes níveis de penetração e de patamares de carga, o que resultou em diversos cenários. O estudo consistiu em avaliar os impactos causados sobre os níveis de tensão e nas perdas nos barramentos dos diversos cenários, tomando como referência um sistema-teste na condição de ausência de GSF. O estudo foi concluído com uma análise de viabilidade econômica, visando cálculo da estimativa do prazo de recuperação do capital investido.

A metodologia proposta é apresentada de forma resumida na Figura 4.1 e detalhada nas seções a seguir. O estudo foi realizado fazendo uso dos *softwares* Matlab e Excel, dadas suas muitas vantagens e por serem largamente difundidos no meio acadêmico.

Ao final, os resultados são fornecidos em forma de relatórios e posteriormente, tratados para que se transformem em ferramentas para análise, a exemplo de gráficos e/ou tabelas.

² Densidade de energia solar incidente, por unidade de tempo, numa determinada superfície.

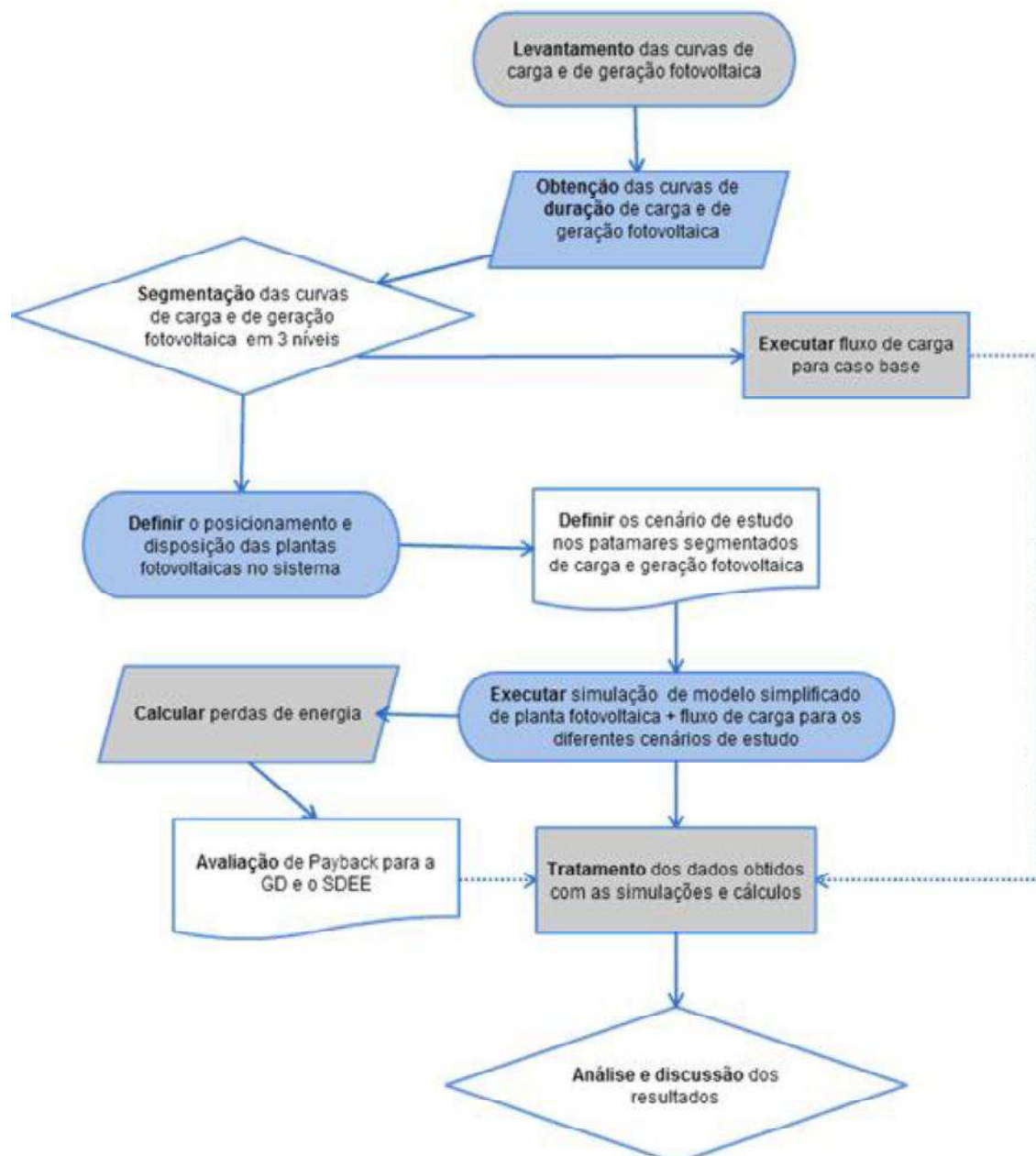


Figura 4.1. Metodologia proposta.

4.1 Seleção do Sistema-Teste

A primeira etapa do estudo de caso consistiu na seleção do sistema-teste. Após pesquisa exaustiva, selecionou-se o sistema representado na Figura 4.2, que representa um alimentador de distribuição da Companhia Energética da Borborema (CELB), atualmente Energisa Borborema, suprido pela subestação Bela Vista, situada na cidade de Campina

Grande, na Paraíba. Segundo FERREIRA (2002), o sistema-teste possuía aproximadamente 14,5 km de extensão, 103 barramentos, atendia uma área predominantemente residencial e mesmo em horário de pico, apenas metade da capacidade do alimentador era utilizada. Apesar de não possuir dados atualizados de tal sistema, ele se adequa de maneira satisfatória ao estudo proposto. Além disso, sua seleção se deu devido a indisponibilidade de dados de medição de curva de carga para outros potenciais sistemas-teste.

O diagrama unifilar apresentado exhibe a suposta disposição dos barramentos do sistema após renumeração, para adaptação ao estudo realizado neste trabalho. O sistema-teste sem a presença dos GSF, foi denominado de **caso-base**.

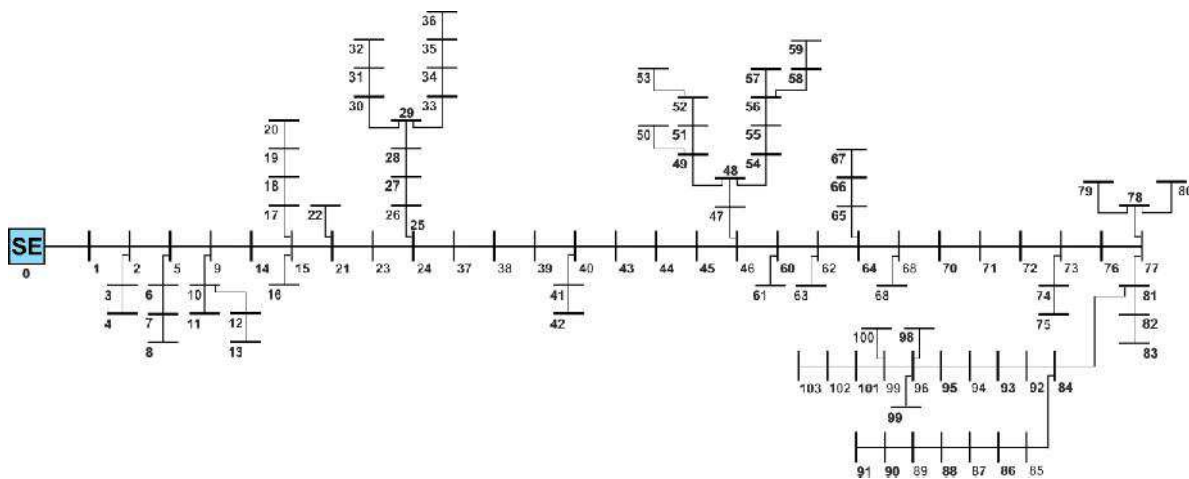


Figura 4. 2. Sistema-teste.

4.2 Seleção do Modelo do SDEE

Neste trabalho considerou-se: sistema trifásico radial e balanceado, linhas de distribuição representadas por resistência e reatância série, alimentador primário dividido em trechos, os quais são limitados por nós ou barras, sendo cada nó representando um ponto onde pode estar instalado um transformador de distribuição, existir uma bifurcação ou ocorrer mudança de bitola.

4.3 Seleção do Modelo da Carga

É fato que o modelo da carga tem influência decisiva nos estudos de fluxo de carga. Conforme DRESCH (2014), as cargas em um SDEE se comportam conforme os seguintes modelos estáticos polinomiais:

- Potência constante: a potência não sofre alteração com a variação da magnitude da tensão.
- Corrente constante: a potência varia linearmente com a variação da magnitude da tensão.
- Impedância constante: a potência varia com o quadrado da variação da magnitude da tensão.

Para o estudo de caso, selecionou-se o modelo de carga do tipo potência constante, visto que é o mais utilizado em estudos de fluxo de carga e se adequa bem quando se utiliza curva de duração de carga segmentada. Associado a isso, está sua facilidade de cálculo e implementação computacional. A maior desvantagem advinda do uso desse modelo de carga, está na elevação de sua corrente para baixas tensões, fazendo-se necessário a definição de um limite mínimo de tensão e, no caso de seu extrapolamento as cargas passam a ser representadas por um outro modelo (BARBOSA, 1995).

4.4 Levantamento da Curva de Carga

Curva de carga ou curva de demanda é definida como sendo a relação carga *versus* tempo de um dispositivo elétrico³. No contexto da distribuição primária, as curvas de carga são levantadas nas subestações via aparelhos analógicos ou digitais, também denominados de medidores de demanda, na forma de relatórios da memória de massa. A medição é realizada periodicamente, intercaladas normalmente de 15 minutos que, dependendo do intervalo de tempo considerado, pode resultar na curva de carga diária, semanal, mensal

³ Dependendo da aplicação, um dispositivo elétrico pode ser visto como um componente, equipamento ou sistema.

ou anual. A representação gráfica da curva de carga atualmente é utilizada apenas como visualização, o que de fato se utiliza nos estudos é a sequência de valores numéricos fornecida pelos medidores. A área sob a curva de carga corresponde a energia consumida no período.

Desde que a curva de carga diária não é a mesma para todos os dias da semana, o procedimento usual consiste em escolher uma curva de carga representativa de um dia útil e do fim de semana. Para se obter a curva de carga anual, basta multiplicar a curva representativa do dia útil pelo número de dias úteis do ano, juntamente com a curva representativa do fim de semana multiplicada pela quantidade de dias de fim de semana (FERREIRA, 2002).

Um exemplo da representação gráfica é mostrado na Figura 4.3, que exhibe a curva de carga real extraída dos dados do sistema-teste.

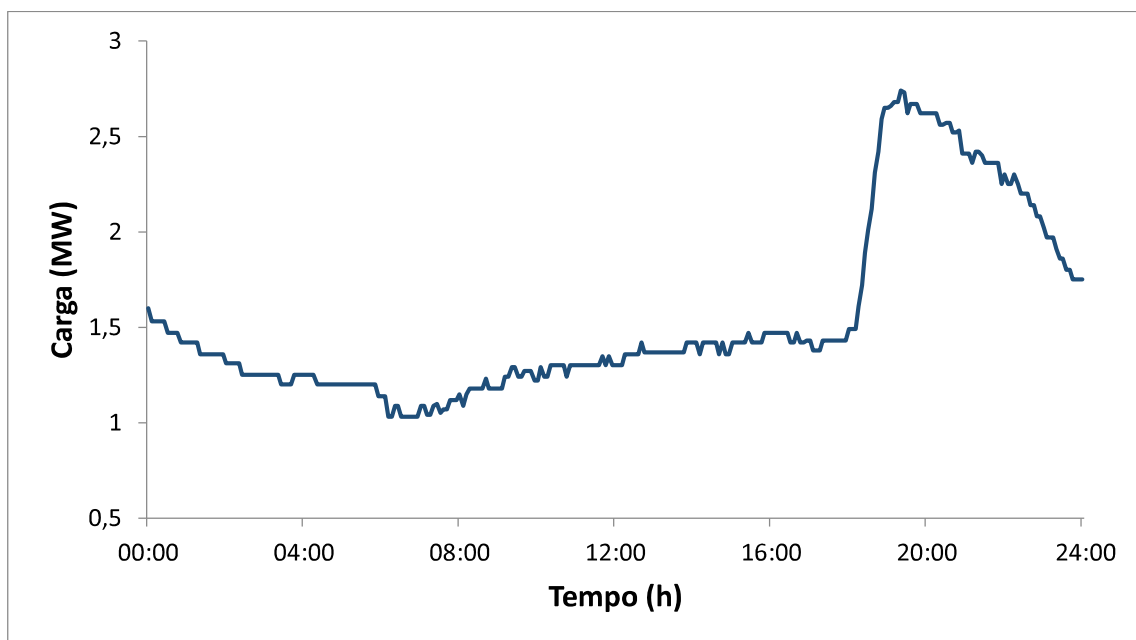


Figura 4. 3. Curva de carga.

Devido ao fato da curva de carga ser normalmente áspera, o que dificulta seu processamento, muitas vezes se prefere o uso da curva de duração de carga (Figura 4.4). Tal curva é monótona decrescente e para construí-la, basta colocar em ordem decrescente os valores de demanda da curva de carga.

A curva de duração de carga, definida neste trabalho simplesmente como sendo a curva de carga invertida, uma vez que, ela tem seus dados de potência ativa colocados em ordem decrescente, representa a relação entre os tempos nos quais a demanda registrada permanece igual ou superior a um determinado nível de carga (FERREIRA, 2002). Na prática, se utiliza a curva de duração de carga normalizada, que é construída dividindo todos os valores de carga pela carga máxima e todos os valores de tempo pelo tempo máximo.

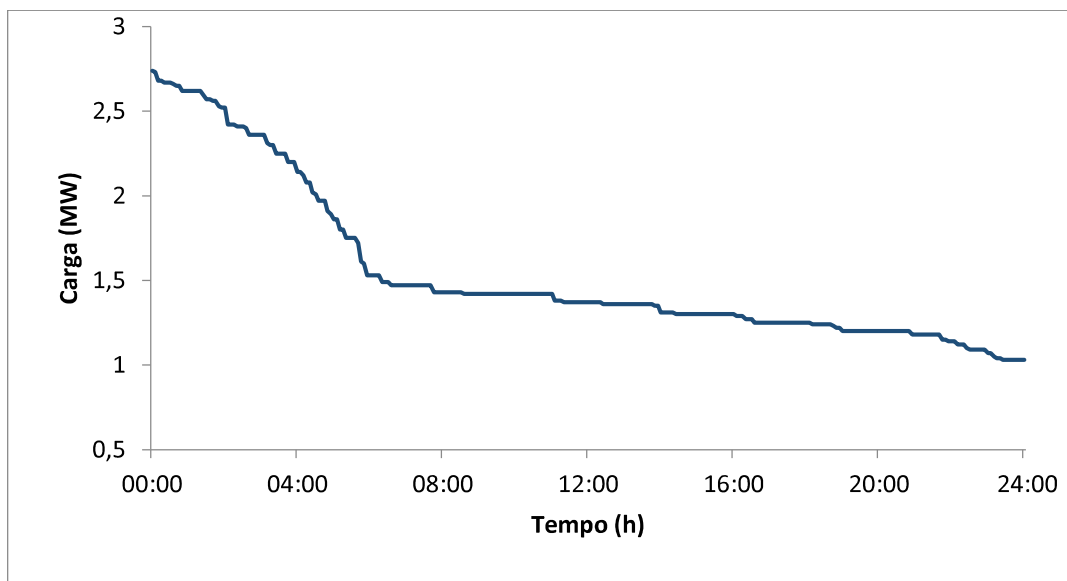


Figura 4. 4. Curva de duração de carga equivalente da curva da Figura 4.3.

De posse da curva de duração de carga normalizada, pode-se construir a curva de duração de carga segmentada. O procedimento de segmentação é normalmente realizado considerando um número de intervalos pré-definidos, nos quais a carga é considerada constante. Tais intervalos equivalem a patamares de carga e representam níveis distintos, sendo o número de níveis definido conforme o tipo de aplicação e o grau de precisão desejado. O processo de segmentação pode ser feito por simples inspeção da curva de carga, o que resulta em baixa precisão. Para se obter melhor precisão, é necessário a aplicação de técnicas de otimização numérica.

Usualmente, os patamares são aproximados por funções degrau, sendo o valor de cada patamar obtido através do cálculo da média aritmética dos dados da curva de duração de carga pertencentes ao intervalo de tempo estabelecido pela transição entre os patamares (FERREIRA, 2002).

Neste trabalho, considerou-se medição realizada em intervalos de cinco minutos, resultando na curva de carga diária, que posteriormente foi segmentada. O procedimento de segmentação é normalmente realizado considerando um número de intervalos pré-definidos, nos quais a carga é considerada constante. Tais intervalos equivalem a patamares de carga e representam níveis distintos, sendo o número de níveis definido conforme o tipo de aplicação e o grau de precisão desejado e para sua implementação, requer o uso de técnicas mais elaboradas e práticas na execução. Optou-se pela segmentação em três níveis, que representam cargas leve, média e pesada (Figura 4.5). Isso foi feito usando o programa **Segmenta11** de autoria de FERREIRA (2002), que utiliza algoritmos genéticos para segmentar curvas de carga, no entanto, na prática, a utilização de técnicas de otimização para segmentação de curvas de carga, apresenta-se como alternativa exagerada e onerosa, pois técnicas mais simples podem ser aplicadas de maneira satisfatória.

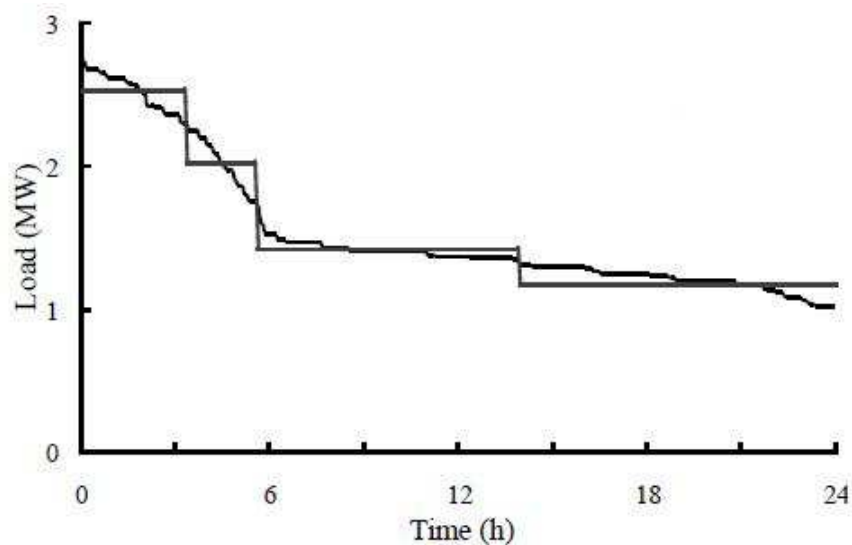


Figura 4. 5. Exemplo de curva de duração com a respectiva segmentação em três níveis.

Fonte: FERREIRA (2002)

O Segmenta11 requer a construção de um arquivo com extensão **.dat** que deve ser inserido na pasta do arquivo executável (**.exe**) e deve conter os seguintes dados de entrada:

- Data de início e fim das medições.
- Hora de início e fim das medições.
- Intervalo de tempo entre cada medição (em minutos).

- Número de patamares em que se deseja segmentar a curva.
- Pontos de potência (MW) pertencentes à curva de duração de carga.

Concluída a construção do arquivo **.dat**, segue-se para execução do arquivo **.exe**, que fornecerá como saída os pontos e o tempo referentes aos patamares solicitados.

4.5 Seleção do Método para Cálculo do Fluxo de Carga

O método escolhido para análise do estado do sistema foi o MSP, o qual foi implementado no *software* MATLAB, considerando o equivalente monofásico do sistema-teste. Ao final, o MSP fornece como saída as quedas de tensão no alimentador, as perdas de potência em cada barramento e caso solicitado, o perfil de tensão do alimentador. Para o caso-base, o perfil de tensão obtido é apresentado na Figura 4.6.

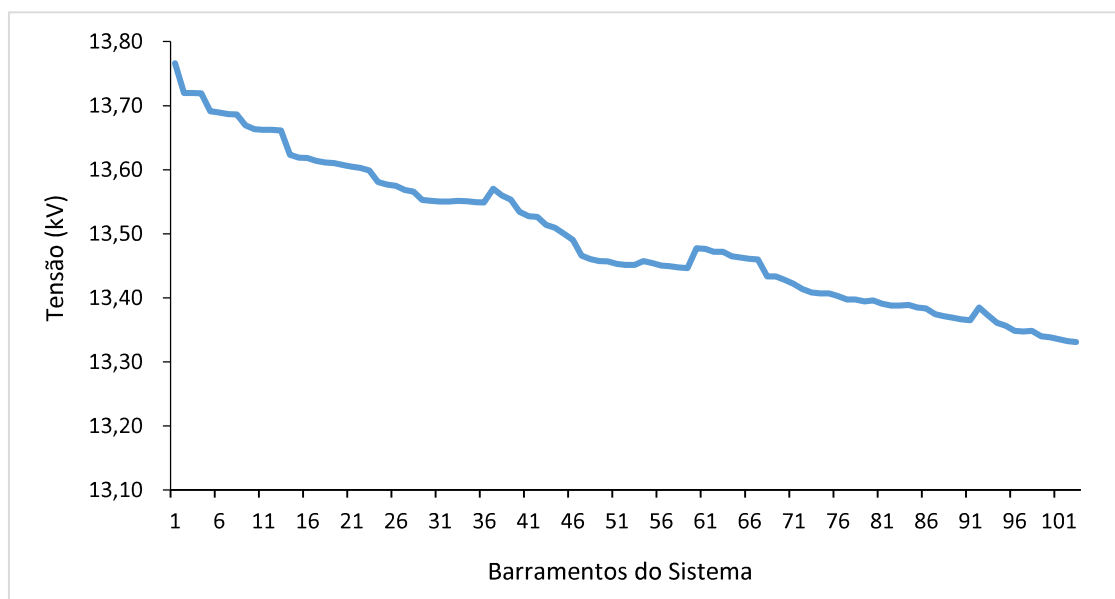


Figura 4. 6. Perfil de tensão para o caso-base.

4.6 Cálculo das Perdas

As perdas variáveis, foco deste trabalho, são compostas pelas perdas de potência e de energia e são ditas variáveis justamente, por dependerem do comportamento das cargas instaladas no SDEE, ou seja, da demanda, que é uma variável temporal.

Perdas de potência em sistemas elétricos estão associados com o efeito Joule, produzido pelos condutores que compõem e ligam o sistema. Tais perdas dependem do comprimento e da resistência do cabo, e quanto maior for o carregamento (corrente) transportado por ele, maiores serão as perdas. Com a instalação dos GSF, espera-se que o carregamento do sistema aumente, devido ao aumento da passagem de fluxo de corrente, e, portanto, aumento desse tipo de perda.

Quando existe o interesse em se fazer uma análise econômica, a componente perda de energia passa a desempenhar um papel importante, pois é ela quem determina a energia perdida no sistema em um dado período de tempo. As perdas de energia podem ser facilmente calculadas, quando se dispõe de dados de curva de carga anual, integrando-se a área abaixo da curva de perdas de potência, a qual é fornecida pelo MSP. Neste trabalho, utilizou-se a curva diária de duração de carga segmentada, devido a indisponibilidade de acesso aos dados da curva anual. As perdas de energia para este tipo de curva são calculadas por meio da soma dos produtos das perdas de potência obtidas via MSP para cada patamar, multiplicada pelas horas dos respectivos segmentos, conforme Equação (4.1):

$$P_{energia} = (H_{P1} * P_{T_{P1}}) + (H_{P2} * P_{T_{P2}}) + (H_{P3} * P_{T_{P3}}). \quad (4.1)$$

Sendo:

H_{P1} , H_{P2} e H_{P3} são, respectivamente, os horários de transição entre os patamares de carga 1, 2 e 3 definidos para carga;

$P_{T_{P1}}$, $P_{T_{P2}}$ e $P_{T_{P3}}$ são, respectivamente, a potência total calculada referente aos patamares de carga 1, 2 e 3.

Sequencialmente, calculou-se o valor do KWh equivalente as perdas de energia. Para isso, utilizou-se a tarifa atual praticada pela Energiza/Paraíba de 0,2898 R\$/KWh para a classe consumidora B1 residencial de baixa tensão, monofásico 220/127 V, no ano de 2014. Como a perda de energia calculada é diária, fez-se uma estimativa do seu valor anual.

4.7 Levantamento da Curva de Geração Fotovoltaica

O levantamento da curva de geração fotovoltaica baseia-se na curva de irradiância solar, uma vez que a produção de energia por meio desse tipo de gerador depende diretamente do nível de incidência solar. Neste trabalho, optou-se por:

1. Segmentar a curva de irradiância solar para em seguida, usá-la na geração da potência ativa final fornecida pelo GSF ao SDEE.
2. Usar os dados coletados pelo Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamento de Máquinas da Universidade Federal de Campina Grande (LEIAM/UFCG), que possui um pequeno sistema solar fotovoltaico instalado em suas dependências. Os dados coletados no LEIAM constituem a curva de irradiância (ou geração), uma vez que, a produção de energia por meio desse tipo de fonte depende diretamente dos níveis de incidência solar, a referida curva é mostrada na Figura 4.7.
3. Optou-se por utilizar a componente global (soma das irradiações direta e difusa) dos dados. A componente global é mais abrangente e compreende a maior parte do espectro de onda curta incidente sobre uma superfície plana horizontal, sendo que o termo global indica que suas radiações provêm de um hemisfério.

Para construção das curvas de duração de irradiância, adotou-se o mesmo procedimento utilizado para curvas de carga, as quais são apresentadas nas Figuras 4.7 e 4.8.

Para construir as curvas segmentadas, considerou-se também 3 (três) níveis, que se referem às condições de baixa, média e grande penetração e adotou-se o mesmo procedimento realizado para a segmentação da curva de carga aplicando-se, portanto, o programa Segmenta11.

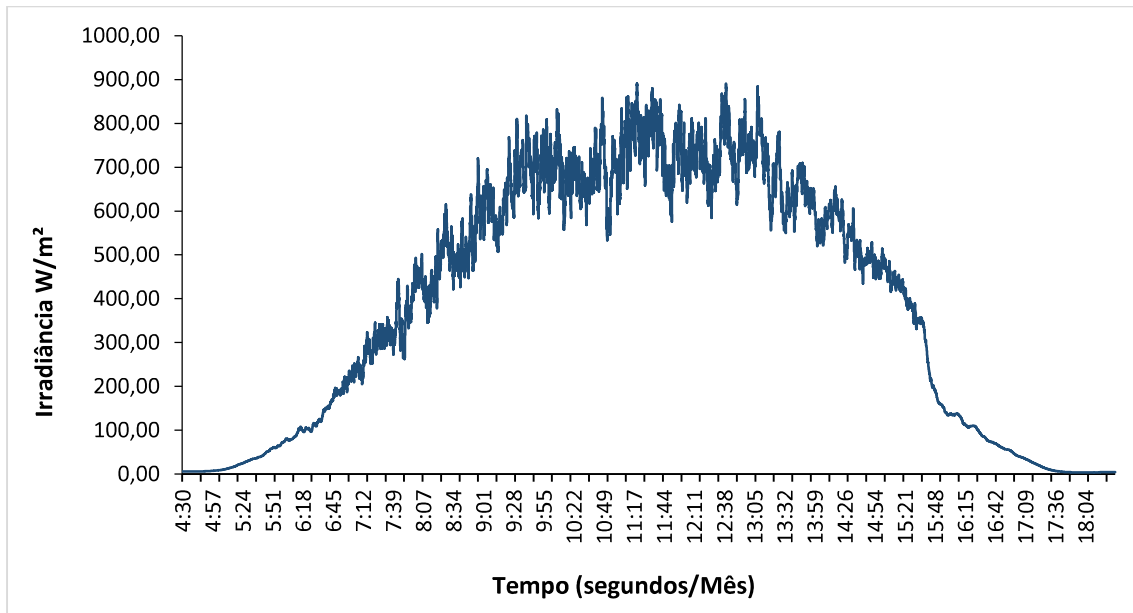


Figura 4. 7. Curva de irradiância medida durante o mês de dezembro/2014 na UFCG.

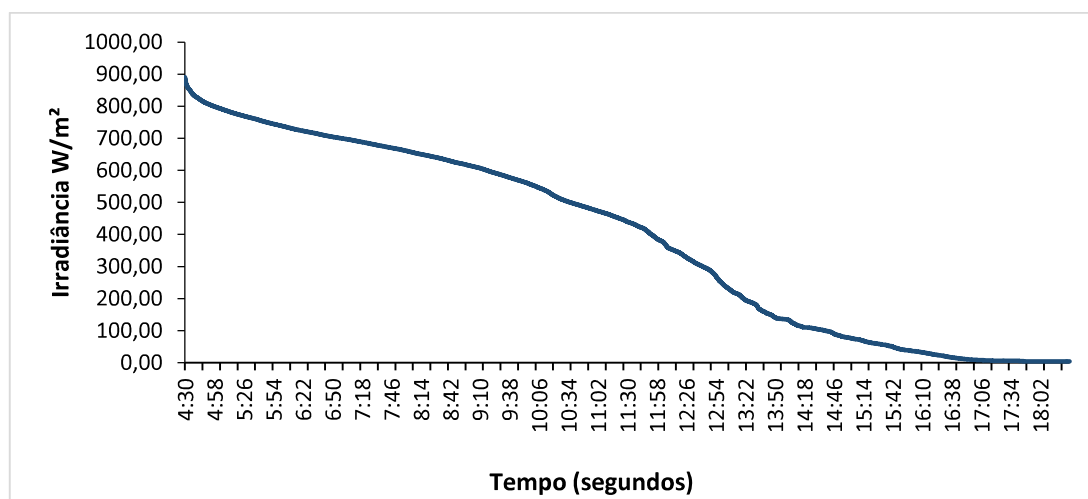


Figura 4. 8. Curva de duração de irradiância média equivalente à curva da Figura 4.7.

4.8 Inserção da Geração Solar Fotovoltaica

O critério para definição dos pontos de instalação e distribuição dos GSF foi realizado por meio da inspeção visual do perfil de tensão do caso-base, após análise do fluxo de carga, sem levar em consideração as curvas de cargas. Foram avaliados no perfil de tensão os pontos de maior queda de tensão, os quais foram selecionados para alocar os GSF. As

quedas de tensão do caso-base estão apresentadas na Tabela 4.1, para melhor visualização dos dados e verificação de que não houve violação dos limites permissíveis de tensão estabelecidos em nenhum dos barramentos do sistema.

Seguindo esse procedimento, optou-se por inserir GSF nas barras 31 e 54, nas barras 23 e 92 e por fim, nas barras 23 e 54, visto que foram as barras que apresentaram quedas de tensão mais expressivas ou fazem conexão entre grandes ramais do sistema. As representações da inserção da GD no sistema para todas as combinações propostas são apresentadas na Figuras 4.9 a 4.11.

Tabela 4. 1. Dados de tensão por barramento obtidos via fluxo de carga para o sistema-teste no caso base.

BARRA	TENSÃO (pu)	BARRA	TENSÃO (pu)	BARRA	TENSÃO (pu)	BARRA	TENSÃO (pu)	BARRA	TENSÃO (pu)	BARRA	TENSÃO (pu)
1	0,9975	18	0,9863	35	0,9818	52	0,9748	69	0,9734	86	0,9698
2	0,9942	19	0,9862	36	0,9818	53	0,9747	70	0,9730	87	0,9691
3	0,9942	20	0,9860	37	0,9833	54	0,9752	71	0,9726	88	0,9689
4	0,9941	21	0,9858	38	0,9826	55	0,9750	72	0,9720	89	0,9687
5	0,9921	22	0,9857	39	0,9821	56	0,9746	73	0,9716	90	0,9685
6	0,9919	23	0,9854	40	0,9807	57	0,9746	74	0,9715	91	0,9684
7	0,9918	24	0,9841	41	0,9802	58	0,9744	75	0,9715	92	0,9699
8	0,9917	25	0,9838	42	0,9801	59	0,9743	76	0,9712	93	0,9691
9	0,9905	26	0,9837	43	0,9792	60	0,9766	77	0,9708	94	0,9682
10	0,9901	27	0,9832	44	0,9789	61	0,9765	78	0,9708	95	0,9678
11	0,9900	28	0,9830	45	0,9783	62	0,9762	79	0,9706	96	0,9673
12	0,9900	29	0,9821	46	0,9776	63	0,9762	80	0,9707	97	0,9672
13	0,9899	30	0,9820	47	0,9758	64	0,9757	81	0,9703	98	0,9673
14	0,9872	31	0,9819	48	0,9754	65	0,9755	82	0,9701	99	0,9666
15	0,9868	32	0,9819	49	0,9752	66	0,9754	83	0,9701	100	0,9665
16	0,9868	33	0,9819	50	0,9751	67	0,9753	84	0,9702	101	0,9663
17	0,9865	34	0,9819	51	0,9748	68	0,9734	85	0,9699	102	0,9661
										103	0,9659

Os efeitos da presença da GD foram avaliados por meio do uso de diferentes cenários de operação, nos quais se consideram diferentes níveis de carga e geração. Para isso, realizou-se análise de fluxo de carga para os diversos cenários, conforme apresentado na Tabela 4.2.

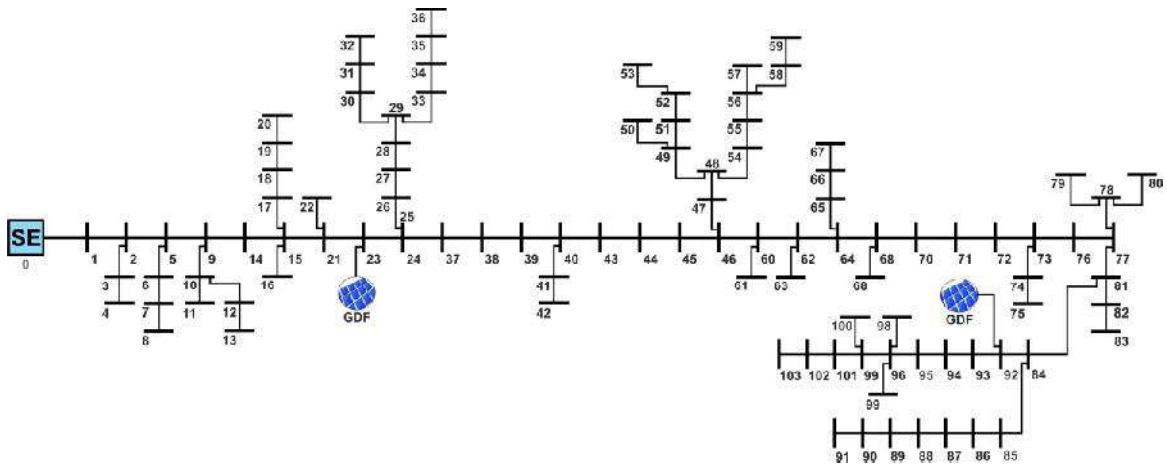


Figura 4. 9. Sistema-teste com GD instalada nos barramentos 23 e 92.

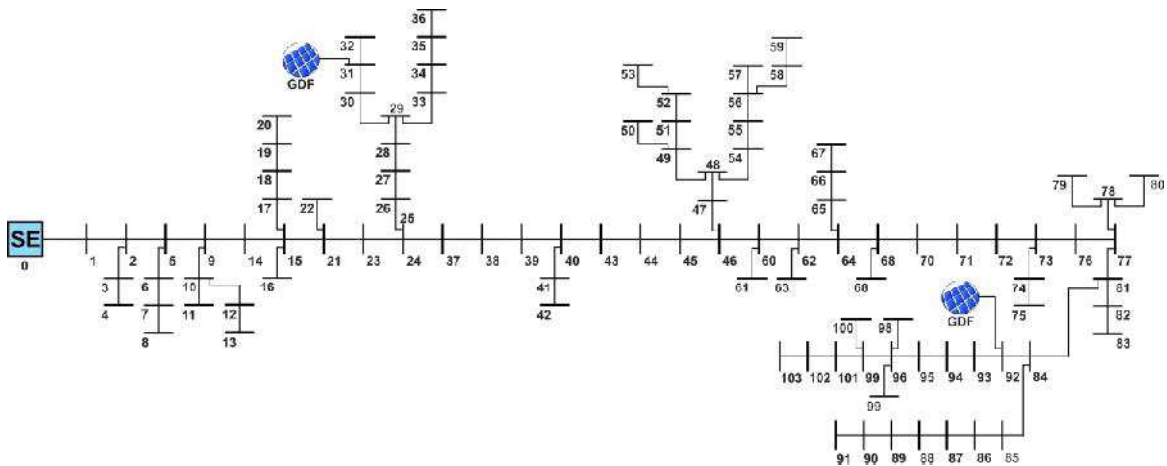


Figura 4. 10. Sistema-teste com GD instalada nos barramentos 31 e 92.

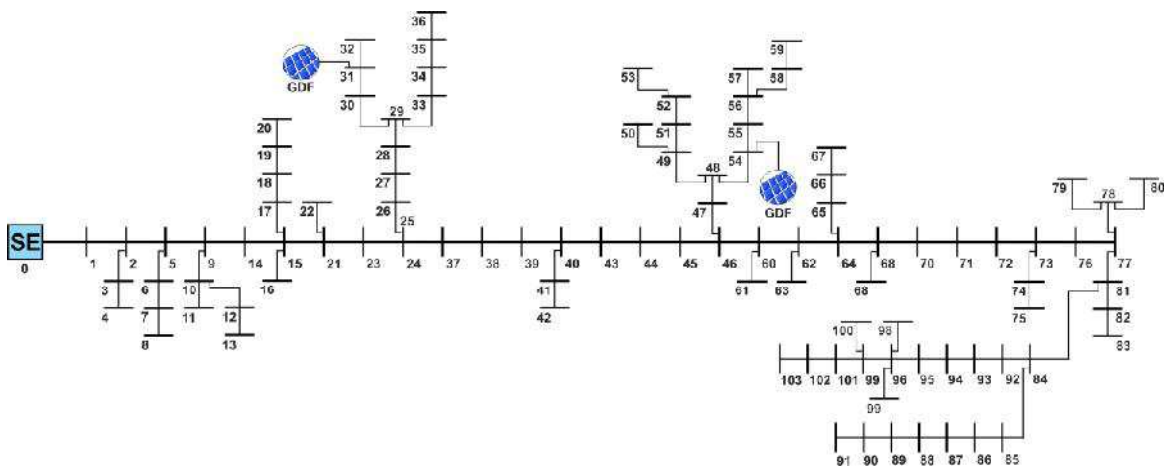


Figura 4. 11. Sistema-teste com GD instalada nos barramentos 31 e 54.

O estudo de caso utilizou um modelo de GSF, que dispensou modificações no equacionamento do MSP. Isso foi feito considerando que o gerador forneça como saída dados de potência, os quais são convertidos em dados de entrada para execução do algoritmo do MSP. Para isso, utilizou-se o modelo proposto por YAO (2014), que apresenta um método simples, mas eficaz para obtenção dos dados de saída em função do tempo.

Tabela 4.2. Organização dos cenários.

Cenário	Geração Fotovoltaica	Carregamento do Sistema
A	Máxima	Leve
B	Máxima	Média
C	Máxima	Pesada
D	Média	Leve
E	Média	Média
F	Média	Pesada
G	Baixa	Leve
H	Baixa	Média
I	Baixa	Pesada

O estudo de caso considerou:

- Apenas, medições de energia de um pequeno número de inversores fotovoltaicos, sem a necessidade de informações de estações meteorológicas.
- Informações características do sistema elétrico.
- Informações físicas dos painéis para estimar a potência de saída de todos os GSF instalados no alimentador estudado.

A potência de saída sob certa irradiância e temperatura, fazendo-se uso dos coeficientes de temperatura fornecidos pelos dados dos módulos e considerando-se variações nos modelos de inversores por meio da variação de seu rendimento, pode ter seu valor aproximado através da Equação (4.2), que representa, o modelo simplificado de GSF (YAO, 2014):

$$P = \eta \cdot P_{nom} (1 + K_p \Delta T) \cdot \frac{S_m}{S_{nom}}. \quad (4.2)$$

Sendo:

- P_{nom} a potência máxima de saída do módulo fotovoltaico (W);
- K_p o coeficiente de temperatura (%/°C);
- ΔT o desvio de temperatura (°C);
- η o rendimento do inversor ;
- S_m a irradiância no módulo PV (W/m²);
- S_{nom} a irradiância nominal (W/m²).

Segundo YAO (2014), o modelo oferece boa precisão e difere do modelo clássico para variações na irradiância em apenas 1,4% para uma irradiância nominal de 1000 W/m².

No fluxograma da Figura 4.1, os dados da geração fotovoltaica obtidos com a segmentação das curvas são as entradas do modelo da Equação (4.1). A resposta do modelo, após multiplicada por um fator de elevação da potência a níveis de planta solar fotovoltaica, será alocada dentre os dados de entrada para execução do MSP. De forma mais clara, os dados são adicionados aos dados dos barramentos aos quais os GSF estejam conectados. Na sequência, o fluxo de carga é executado para os diversos cenários de carregamento e geração, conforme apresentado na Tabela 4.1.

4.9 Análise Econômica

O cálculo da viabilidade econômica do projeto solar fotovoltaico tem início com a escolha da Taxa Mínima de Atratividade (TMA), pois este é um dos fatores decisivos para sua aprovação ou não, sob o ponto de vista financeiro. A TMA é definida como o critério de aprovação da viabilidade do projeto, haja visto que qualquer investimento que forneça retorno menor que seu valor deve ser descartado, a não ser que o projeto em questão venha a ter cunho social ou que o capital seja investido a fundo perdido⁴. Esta taxa apresenta também um conceito importante sobre o valor do dinheiro investido, uma vez que, o capital investido hoje não possui a mesma valorização que o capital investido amanhã, o que se deve a inflação, caracterizada pelo aumento insistente e difuso nos preços.

⁴ Investimento de fundo perdido refere-se a recursos sem perspectiva de reembolso, normalmente tais recursos são cedidos pelo Estado e seu investimento é voltado para questões sociais.

Neste trabalho, a TMA tomada é igual a taxa de juros aplicada a análise e o horizonte de planejamento adotado é a vida útil de sistemas solares fotovoltaicos em operação em usinas, que varia entre 20-25 anos. Aqui, optou-se pelo horizonte mais otimista, portanto, 25 anos. O fluxo de caixa do projeto genérico é dado conforme mostra a Figura 2.7, onde o investimento representa o custo monetário para aquisição e implantação do projeto solar fotovoltaico, as receitas representam o valor monetário obtido com a venda da energia elétrica produzida. Os impostos representam as possíveis taxas aplicadas, a exemplo da SELIC⁵.

De modo geral, para se analisar a viabilidade econômica de projetos solares fotovoltaicos é preciso avaliar as condições a seguir (NAKABAYASHI, 2014):

- Investimento inicial para implantação e cenário do projeto;
- Produção energética fornecida pelo sistema;
- Tarifas e impostos aplicados;
- Custos com operação e manutenção do sistema.

O cenário de projeto solar fotovoltaico adotado neste trabalho, representou uma pequena usina de 3MWp, composta por aproximadamente 19400 módulos fotovoltaicos de 250MWp. O estudo de caso foi realizado sob a ótica do produtor de energia, neste caso um pequeno produtor. O investimento inicial para um projeto deste porte varia de acordo com a região, o mesmo pode acontecer com o preço de venda da energia produzida pela usina. Segundo IKUTA JÚNIOR (2015), o custo de investimento em projetos de usina desde porte viária entre R\$ 22-25 milhões, o que fornece um valor de investimento inicial médio por MWp de R\$ 7,82 milhões.

O estudo consistiu na realização de uma análise de sensibilidade de viabilidade econômica, visando verificar a influência das variáveis de entrada nos resultados produzidos pelos métodos atuariais. O caso tomado como base foi proposto pelo Grupo

⁵ Taxa SELIC, também chamada de taxa básica, é no Brasil a taxa de financiamento no mercado interbancário para operações de um dia que possuem lastro em títulos públicos federais negociados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia, ou SELIC.

Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da ABINEE⁶ e apresenta os seguintes parâmetros adaptados (PERLOTTI, 2012):

- Vida útil da usina: 25 anos.
- Custos com manutenção e Operação do sistema estimado em 0,05% do investimento inicial ao ano;
- Juros de 7,0%, 14,0% e 15,5% ao ano baseados em valores reais da Taxa SELIC medidos;
- TMA iguais aos juros aplicados;
- Venda da energia produzida pela usina pelo valor do PLD⁷, que sofrerá redução progressiva de 9,55% ao ano alcançando o valor máximo de R\$ 2183,81.
- Investimento inicial de R\$ 23.400.000,00 e de R\$ 30.000.000,00.

Os dados de PLD médio extraídos de CCEE (2015) calculados para o submercado Nordeste (NE) são apresentados na Tabela 4.2, os quais servirão como base para o cálculo do preço de venda da energia produzida pela usina fotovoltaica, donde extrai-se uma média anual. As variadas taxas de juros que podem eventualmente serem aplicadas a este tipo de projeto (como por exemplo, o CCEE) não foram consideradas nesta análise, exceto a SELIC, que foi usada como base para todos os cálculos realizados.

O Sistema Especial de Liquidação e de Custódia (SELIC), administrado pelo Banco Central do Brasil, exerce uma importante função no Sistema de Pagamentos Brasileiro (SPB), pois opera como depositário central dos títulos da Dívida Pública Mobiliária Federal interna (DPMFi). Esse sistema funciona também, como um sistema eletrônico para processamento, registro e a liquidação financeira das operações realizadas com tais títulos, em seu valor bruto e de forma simultânea.

O estudo de caso também não contemplou os custos associados a depreciação dos módulos e equipamentos que constituem a usina em questão.

⁶ ABINEE – Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica.

⁷ Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valorar a energia comercializada no mercado de curto prazo e se faz pela utilização dos dados considerados pelo NOS para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Tabela 4.3 . Valores de PLD médios para 2014.

Mês	R\$/MWh
Jan/14	379,35
Fev/14	755,9
Mar/14	756,37
Abr/14	744,28
Mai/14	772,21
Jun/14	412,6
Jul/14	592,54
Ago/14	709,53
Set/14	728,95
Out/14	776,88
Nov/14	804,54
Dez/14	601,21

Fonte: CCEE (2015) adaptado.

A SELIC é obtida por meio do cálculo da taxa média ponderada dos juros praticados pelas instituições financeiras e, exerce influência sobre a economia do país. O governo usa a SELIC como instrumento de controle da inflação, ela também ajuda no controle da entrada de investimentos estrangeiros. Deste modo, a avaliação financeira realizada neste trabalho tem a taxa de juros aplicada e a TMA baseadas na SELIC. Os dados da SELIC referentes ao mês de dezembro para o intervalo dos anos de 2002 a 2015, cujos valores servirão como base para as taxas usadas neste trabalho, são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.4. Dados da SELIC referentes ao mês de dezembro entre 2002-2015.

Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC		
Mês de referência	Taxa anual	Fator diário
	Valores Oficiais	
Dez/02	21,90	1,00078615
Dez/03	17,31	1,00063373
Dez/04	17,23	1,00063102
Dez/05	18,52	1,00067448
Dez/06	13,18	1,00049143
Dez/07	11,18	1,00042065
Dez/08	13,65	1,00050788
Dez/09	8,65	1,00032927
Dez/10	10,66	1,00040203
Dez/11	10,90	1,00041063
Dez/12	7,14	1,00027371
Dez/13	9,90	1,00037468
Dez/14	11,15	1,00041957
Dez/15	14,15	1,00052531

Fonte: BCB (2015) adaptado.

Capítulo 5 – Análise dos Resultados

Este capítulo tem como objetivo principal apresentar os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia descrita no Capítulo 4. Inicialmente, apresentam-se nas Tabelas 5.1 e 5.2 respectivamente, os dados do sistema-teste e os dados de medição que compõem a curva de carga para o sistema-teste, empregada para o procedimento de segmentação de curva realizado.

Para o estudo de caso, diferentes cenários para algumas configurações do sistema-teste foram utilizados, de modo que o carregamento foi dividido em patamares de carga. Nestes cenários, o nível de penetração fotovoltaica também foi variado e intitulados: máxima, média e baixa, conforme Tabela 4.1. Para todas as combinações, fez-se um estudo comparativo tomando como referência o caso-base.

Tabela 5.1. Dados do sistema-teste.

Trecho	R()	X()	P (kW)	Q (kvar)	Trecho	R()	X()	P (kW)	Q (kvar)	Trecho	R()	X()	P (kW)	Q (kvar)	Trecho	R()	X()	P (kW)	Q (kvar)
1	0.0529	0.1047	43.00	13.20	27	0.1103	0.0339	107.50	33.10	53	0.0552	0.0169	71.70	22.10	79	0.4843	0.1487	71.70	22.10
2	0.0731	0.1446	71.70	22.10	28	0.0521	0.0160	71.70	22.10	54	0.1042	0.0320	143.40	44.10	80	0.2299	0.0706	71.70	22.10
3	0.0152	0.0301	71.70	22.10	29	0.2789	0.0856	107.50	33.10	55	0.1655	0.0508	43.00	13.20	81	0.0583	0.0723	00.00	00.00
4	0.2728	0.0837	28.70	8.80	30	0.1103	0.0339	71.70	22.10	56	0.3218	0.0988	43.00	13.20	82	0.1686	0.0518	107.50	33.10
5	0.0468	0.0926	43.00	13.20	31	0.1195	0.0367	71.70	22.10	57	0.2054	0.0630	50.70	15.60	83	0.0981	0.0301	43.00	13.20
6	0.1103	0.0339	71.70	22.10	32	0.0950	0.0292	28.70	8.80	58	0.3893	0.1195	43.00	13.20	84	0.0140	0.0174	00.00	00.00
7	0.2973	0.0913	43.00	13.20	33	0.0613	0.0188	71.70	22.10	59	0.2820	0.0866	43.00	13.20	85	0.1187	0.1473	71.70	22.10
8	0.0920	0.0282	71.70	22.10	34	0.0307	0.0094	71.70	22.10	60	0.0686	0.0851	14.30	4.40	86	0.0575	0.0714	43.00	13.20
9	0.0377	0.0746	71.70	22.10	35	0.1379	0.0423	71.70	22.10	61	0.1992	0.0612	43.00	13.20	87	0.5333	0.1637	43.00	13.20
10	0.2789	0.0856	71.70	22.10	36	0.1011	0.0311	71.70	22.10	62	0.0280	0.0348	28.70	8.80	88	0.2146	0.0659	43.00	13.20
11	0.1900	0.0583	71.70	22.10	37	0.0274	0.0542	43.00	13.20	63	0.1134	0.0348	14.30	4.40	89	0.2268	0.0696	43.00	13.20
12	0.1042	0.0320	43.00	13.20	38	0.0332	0.0412	28.70	8.80	64	0.0391	0.0485	00.00	00.00	90	0.3004	0.0922	43.00	13.20
13	0.1962	0.0602	71.70	22.10	39	0.0214	0.0265	28.70	8.80	65	0.1808	0.0555	43.00	13.20	91	0.4689	0.1440	43.00	13.20
14	0.0842	0.1665	00.00	00.00	40	0.0597	0.0741	00.00	00.00	66	0.2268	0.0696	43.00	13.20	92	0.0736	0.0226	71.70	22.10
15	0.0080	0.0158	71.70	22.10	41	0.3893	0.1195	14.30	4.40	67	0.2268	0.0696	43.00	13.20	93	0.2237	0.0687	43.00	13.20
16	0.2023	0.0621	43.00	13.20	42	0.0521	0.0160	215.00	66.20	68	0.1836	0.2278	43.00	13.20	94	0.2513	0.0772	71.70	22.10
17	0.2360	0.0725	71.70	22.10	43	0.0701	0.0869	43.00	13.20	69	0.0074	0.0091	00.00	00.00	95	0.1226	0.0376	71.70	22.10
18	0.1624	0.0499	71.70	22.10	44	0.0162	0.0201	00.00	00.00	70	0.0317	0.0393	43.00	13.20	96	0.2115	0.0649	71.70	22.10
19	0.1103	0.0339	43.00	13.20	45	0.0310	0.0384	00.00	00.00	71	0.0361	0.0448	00.00	00.00	97	0.2176	0.0668	43.00	13.20
20	0.5241	0.1609	71.70	22.10	46	0.0347	0.043	00.00	00.00	72	0.0465	0.0576	107.50	33.10	98	0.1042	0.0320	14.30	4.40
21	0.0282	0.0557	00.00	00.00	47	0.3433	0.1054	143.4	44.10	73	0.0391	0.0485	00.00	00.00	99	0.3617	0.1110	107.50	33.10
22	0.3801	0.1167	71.70	22.10	48	0.0828	0.0254	00.00	00.00	74	0.2605	0.0800	43.00	13.20	100	0.2881	0.0885	43.00	13.20
23	0.0118	0.0233	43.00	13.20	49	0.1073	0.0329	00.00	00.00	75	0.3034	0.0932	14.30	4.40	101	0.3065	0.0941	43.00	13.20
24	0.0373	0.0738	00.00	00.00	50	0.2268	0.0696	14.30	4.40	76	0.0391	0.0485	43.00	13.20	103	0.3126	0.0960	43.00	13.20
25	0.0582	0.0179	71.70	22.10	51	0.1655	0.0508	143.40	44.10	77	0.0369	0.0457	43.00	13.20	103	0.3372	0.1035	71.70	22.10
26	0.0276	0.0085	71.70	22.10	52	0.0460	0.0141	143.40	44.10	78	0.0177	0.0220	00.00	00.00					

Tabela 5. 2. Medições realizadas no sistema-teste em um intervalo de 24 horas.

Hora	P (MW)	Hora	P (MW)	Hora	P (MW)	Hora	P (MW)	Hora	P (MW)	Hora	P (MW)
00:00	1.60	04:00	1.25	08:00	1.15	12:00	1.30	16:00	1.47	20:00	2.62
00:05	1.53	04:05	1.25	08:05	1.09	12:05	1.30	16:05	1.47	20:05	2.62
00:10	1.53	04:10	1.25	08:10	1.15	12:10	1.30	16:10	1.47	20:10	2.62
00:15	1.53	04:15	1.25	08:15	1.18	12:15	1.36	16:15	1.47	20:15	2.62
00:20	1.53	04:20	1.20	08:20	1.18	12:20	1.36	16:20	1.47	20:20	2.56
00:25	1.53	04:25	1.20	08:25	1.18	12:25	1.36	16:25	1.47	20:25	2.56
00:30	1.47	04:30	1.20	08:30	1.18	12:30	1.36	16:30	1.42	20:30	2.57
00:35	1.47	04:35	1.20	08:35	1.18	12:35	1.36	16:35	1.42	20:35	2.57
00:40	1.47	04:40	1.20	08:40	1.23	12:40	1.42	16:40	1.47	20:40	2.52
00:45	1.47	04:45	1.20	08:45	1.18	12:45	1.37	16:45	1.42	20:45	2.52
00:50	1.42	04:50	1.20	08:50	1.18	12:50	1.37	16:50	1.42	20:50	2.53
00:55	1.42	04:55	1.20	08:55	1.18	12:55	1.37	16:55	1.43	20:55	2.41
01:00	1.42	05:00	1.20	09:00	1.18	13:00	1.37	17:00	1.43	21:00	2.41
01:05	1.42	05:05	1.20	09:05	1.18	13:05	1.37	17:05	1.38	21:05	2.41
01:10	1.42	05:10	1.20	09:10	1.24	13:10	1.37	17:10	1.38	21:10	2.36
01:15	1.42	05:15	1.20	09:15	1.24	13:15	1.37	17:15	1.38	21:15	2.42
01:20	1.36	05:20	1.20	09:20	1.29	13:20	1.37	17:20	1.43	21:20	2.42
01:25	1.36	05:25	1.20	09:25	1.29	13:25	1.37	17:25	1.43	21:25	2.40
01:30	1.36	05:30	1.20	09:30	1.24	13:30	1.37	17:30	1.43	21:30	2.56
01:35	1.36	05:35	1.20	09:35	1.24	13:35	1.37	17:35	1.43	21:35	2.56
01:40	1.36	05:40	1.20	09:40	1.27	13:40	1.37	17:40	1.43	21:40	2.56
01:45	1.36	05:45	1.20	09:45	1.27	13:45	1.37	17:45	1.43	21:45	2.56
01:50	1.36	05:50	1.20	09:50	1.27	13:50	1.42	17:50	1.43	21:50	2.56
01:55	1.36	05:55	1.14	09:55	1.22	13:55	1.42	17:55	1.43	21:55	2.25
02:00	1.31	06:00	1.14	10:00	1.29	14:00	1.42	18:00	1.49	22:00	2.30
02:05	1.31	06:05	1.14	10:05	1.24	14:05	1.42	18:05	1.49	22:05	2.25
02:10	1.31	06:10	1.03	10:10	1.24	14:10	1.36	18:10	1.49	22:10	2.25
02:15	1.31	06:15	1.03	10:15	1.30	14:15	1.42	18:15	1.61	22:15	2.30
02:20	1.31	06:20	1.09	10:20	1.30	14:20	1.42	18:20	1.72	22:20	2.25
02:25	1.25	06:25	1.09	10:25	1.30	14:25	1.42	18:25	1.89	22:25	2.20
02:30	1.25	06:30	1.03	10:30	1.30	14:30	1.42	18:30	2.01	22:30	2.20
02:35	1.25	06:35	1.03	10:35	1.30	14:35	1.42	18:35	2.12	22:35	2.20
02:40	1.25	06:40	1.03	10:40	1.30	14:40	1.36	18:40	2.31	22:40	2.14
02:45	1.25	06:45	1.03	10:45	1.24	14:45	1.42	18:45	2.42	22:45	2.14
02:50	1.25	06:50	1.03	10:50	1.30	14:50	1.36	18:50	2.59	22:50	2.08
02:55	1.25	06:55	1.03	10:55	1.30	14:55	1.36	18:55	2.65	22:55	2.08
03:00	1.25	07:00	1.09	11:00	1.30	15:00	1.42	19:00	2.65	23:00	2.02
03:05	1.25	07:05	1.09	11:05	1.30	15:05	1.42	19:05	2.66	23:05	1.97
03:10	1.25	07:10	1.04	11:10	1.30	15:10	1.42	19:10	2.68	23:10	1.97
03:15	1.25	07:15	1.04	11:15	1.30	15:15	1.42	19:15	2.68	23:15	1.97
03:20	1.25	07:20	1.09	11:20	1.30	15:20	1.42	19:20	2.74	23:20	1.91
03:25	1.20	07:25	1.10	11:25	1.30	15:25	1.47	19:25	2.73	23:25	1.86
03:30	1.20	07:30	1.05	11:30	1.30	15:30	1.42	19:30	2.62	23:30	1.86
03:35	1.20	07:35	1.07	11:35	1.30	15:35	1.42	19:35	2.67	23:35	1.80
03:40	1.20	07:40	1.07	11:40	1.35	15:40	1.42	19:40	2.67	23:40	1.80
03:45	1.25	07:45	1.12	11:45	1.30	15:45	1.42	19:45	2.67	23:45	1.75
03:50	1.25	07:50	1.12	11:50	1.35	15:50	1.47	19:50	2.62	23:50	1.75
03:55	1.25	07:55	1.12	11:55	1.30	15:55	1.47	19:55	2.62	23:55	1.75

Neste capítulo, os resultados são dispostos de modo que a primeira análise sobre os resultados é feita sobre as variações nos níveis de tensão. Na sequência, são apresentados os resultados para avaliação das perdas e, finalmente, são apresentados os resultados obtidos com a avaliação financeira para análise de viabilidade econômica de um projeto de usina solar. Apresentam-se ainda, dados resultantes do cálculo de perdas de energia

para todos os cenários de estudo, considerando-se a classe consumidora residencial (B1), conforme metodologia proposta.

5.1 Avaliação da Tensão

Um dos principais fatores que limitam o nível de penetração da GSF em um SDEE é a elevação dos níveis de tensão em regime permanente. Na prática, há um limite máximo para injeção de potência por parte da GSF, caracterizado pela configuração, porte e carregamento do sistema. Neste trabalho, optou-se inicialmente, pela inserção de três geradores solares fotovoltaicos no sistema-teste para realização do estudo, entretanto, essa quantidade de geradores culminou em violações nos níveis de tensão. Como consequência, o estudo realizado neste trabalho considerou a inserção de apenas dois geradores solares no sistema-teste.

O caso-base (sistema-teste sem inserção da GSF), tomado como referência, foi o que apresentou o pior cenário sob o ponto de vista técnico, o qual está relacionado aqui com a demanda máxima de carga. A avaliação dos níveis de tensão foi realizada com base na faixa de operação determinada pela ANEEL (0,95 a 1,05 pu), no módulo 8 do PRODIST, para demanda mínima e máxima com o sistema operando em regime permanente, ou seja, variação de $\pm 5\%$, sem a presença da GSF (ANEEL_1, 2016).

Apesar dos resultados do cálculo do fluxo de carga não estarem aqui apresentados, constatou-se que todos eles se mostraram conforme o esperado, com a tensão elevando-se em todos os cenários e barramentos, para todas as configurações do sistema, independentemente do nível de penetração da GSF. Tais configurações referem-se à alocação dos GSF em barramentos distintos do sistema-teste, afim de verificar a influência da disposição dos geradores sob os resultados obtidos, são eles: barramentos 23 e 92, barramentos 31 e 54 e barramentos 31 e 92.

Nas Figuras 5.1 a 5.3 são exibidos os perfis de tensão resultantes obtidos com as análises de fluxo de carga para todos os cenários em todas as configurações propostas.

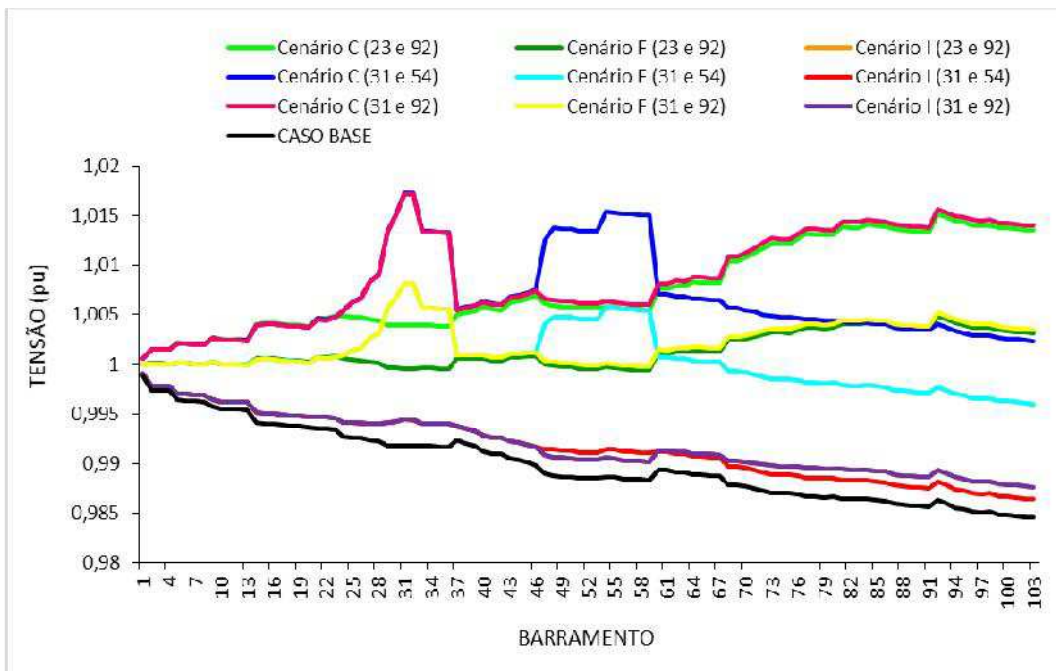


Figura 5. 1. Perfis de tensão resultantes para todas as combinações de cenários na condição de carga pesada.

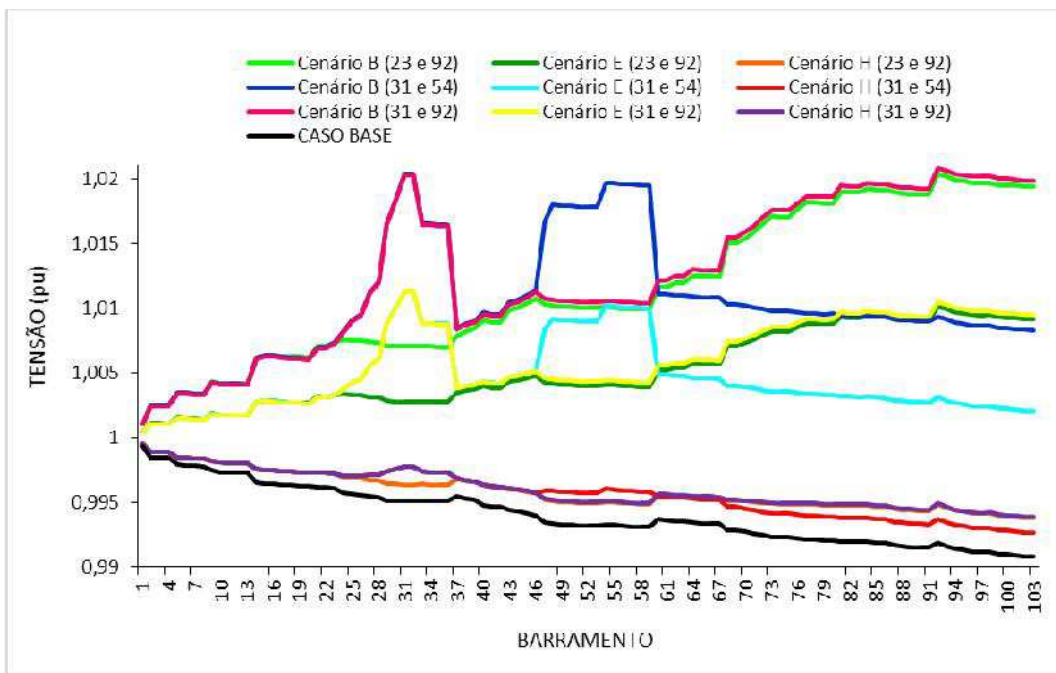


Figura 5. 2. Perfis de tensão resultantes para todas as combinações de cenários na condição de carga média.

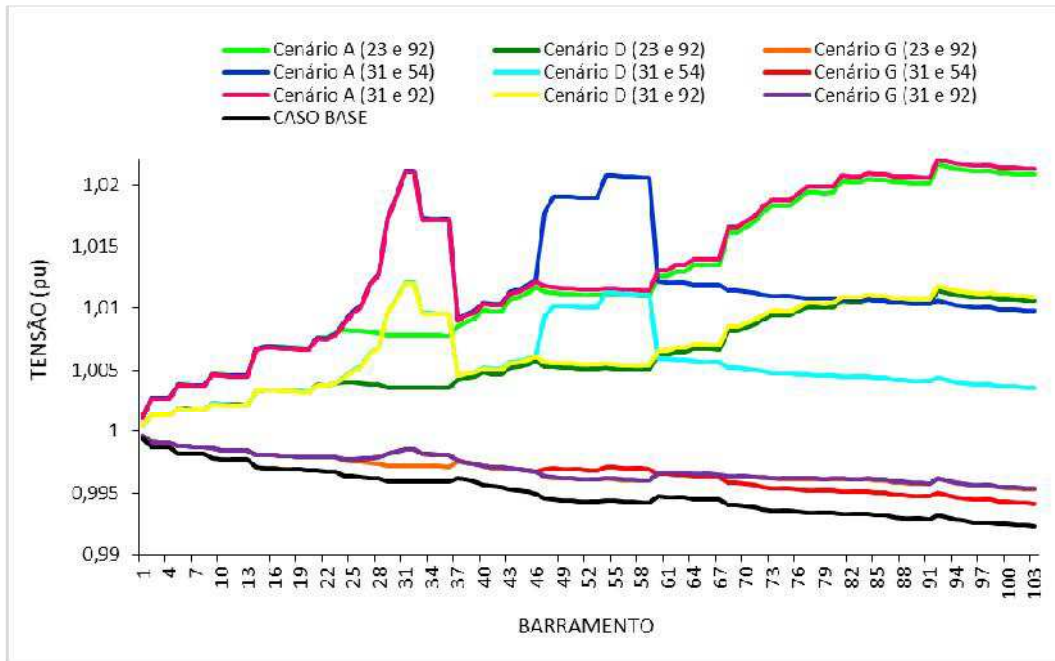


Figura 5. 3. Perfis de tensão resultantes para todas as combinações de cenários na condição de carga leve.

Aqui são apresentados também, além dos resultados exibidos via perfis de tensão apresentados nas Figuras 5.1 a 5.3, os resultados para os cenários que provavelmente, apresentaram características mais relevantes:

- **Caso-Base:** Carregamento máximo do sistema sem GSF. Tende a apresentar o pior cenário do ponto de vista técnico.
- **Cenário A:** Carregamento mínimo do sistema com GSF máxima. Tende a apresentar risco de sobretensão.
- **Cenário C:** Carregamento máximo do sistema com GSF máxima. Tende a apresentar o melhor cenário do ponto de vista técnico e econômico.
- **Cenário I:** Carregamento máximo do sistema com GSF mínima. Tende a apresentar o pior cenário do ponto de vista econômico.
- **Cenário F:** Carregamento máximo do sistema com GSF média. Apresentou os melhores resultados do ponto de vista da metodologia proposta.

A título de comparação e melhor visualização, optou-se pela exibição dos resultados apenas para os barramentos críticos, ou seja, barramentos de maior regulação, compostos por: barramentos terminais, barramentos de conexão de grandes ramais e barramentos de conexão dos GSF. Os valores de tensão nesses barramentos são

fornechos em valor por unidade (pu) e apresentados nas Figuras 5.4 a 5.6. O método convergiu em duas iterações, considerando um erro de 10^{-3} .

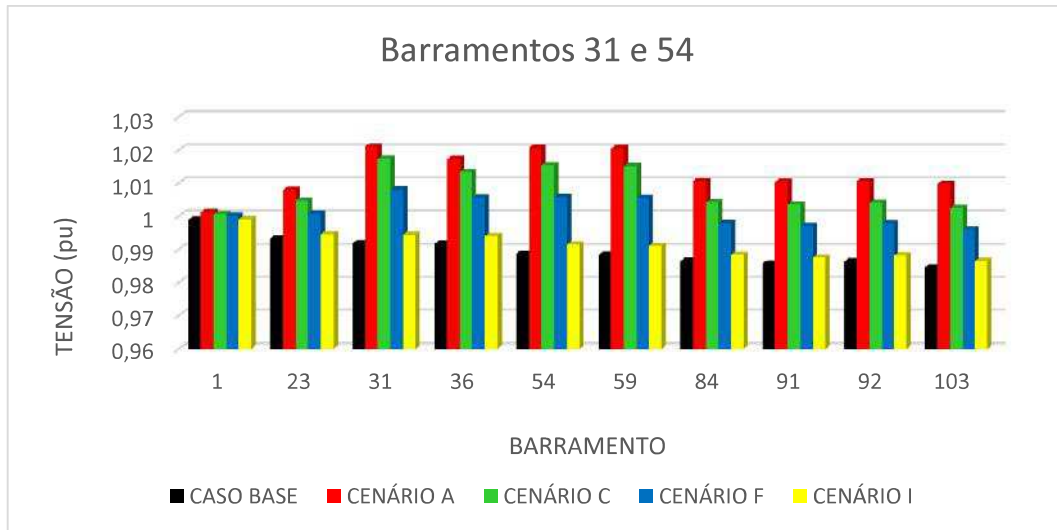


Figura 5. 4. Tensões nos barramentos de maior regulação do sistema-teste com GSF instalada nos barramentos 31 e 54.

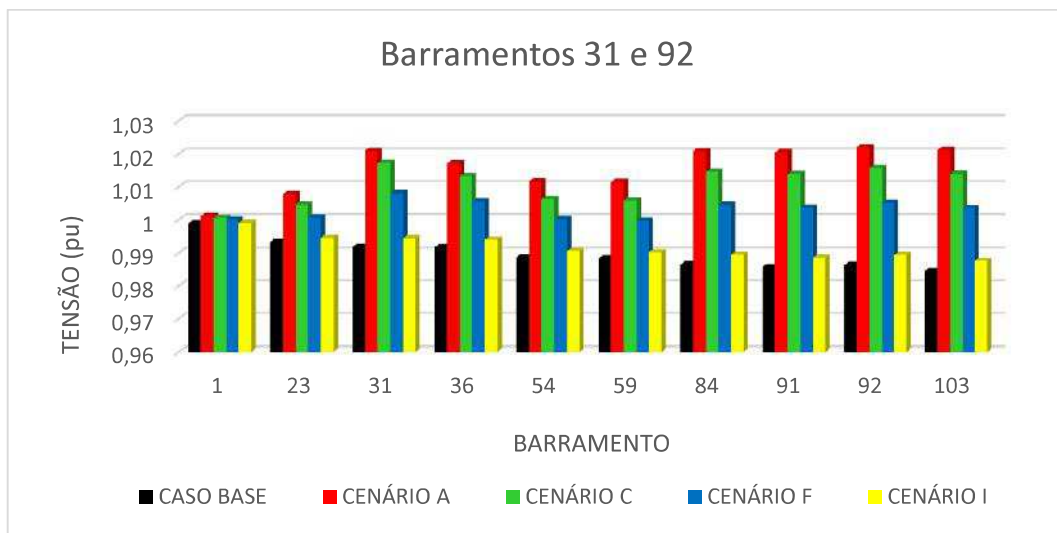


Figura 5. 5. Tensões nos barramentos de maior regulação do sistema-teste com GSF instalada nos barramentos 31 e 92.

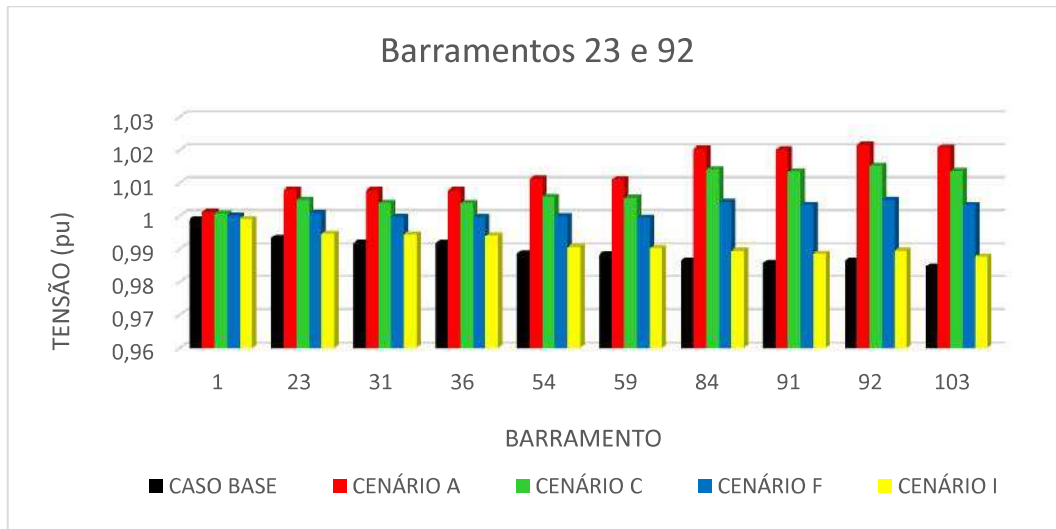


Figura 5. 6. Tensões nos barramentos de maior regulação do sistema-teste com GSF instalada nos barramentos 23 e 92.

Da análise feita para os cenários exibidos nas Figuras 5.1 a 5.6:

- Observaram-se picos de tensão nos entornos onde os GSF foram instalados para todos os cenários e configurações, exceto para o cenário I, que apresentou o pior resultado dentre os demais, por mostrar discretas elevações nos níveis de tensão, ver Figuras 5.1 a 5.3.
- Quando comparada às demais configurações, a tensão da configuração GSF conectada aos barramentos 23 e 92 apresentou, ver Figura 5.6:
 - Comportamento menos oscilatório.
 - Crescimento constante nos níveis de tensão, uma vez que, os maiores valores encontram-se nos barramentos terminais do alimentador, além disso, tais valores encontram-se dentro do limite tido como ótimo, próximos a 1pu, o que demonstra maior estabilidade.
 - Ausência de picos proeminentes de tensão ao longo do alimentador, exceto nos barramentos terminais. Contudo, os picos de tensão não ultrapassam 1,02 pu e, logo, não extrapolam os limites permissíveis estabelecidos pela agência reguladora.
- O cenário A foi o que apresentou as maiores elevações nos níveis de tensão sem, entretanto, ultrapassar o limiar máximo de 1,05 pu (pico máximo de 1,02 pu), ver Figuras 5.3 a 5.6.

- Quando o nível de penetração da GSF foi mínimo, as elevações nos níveis de tensão foram menores, vide Figuras 5.1 a 5.3.
- Quando o nível de penetração da GSF foi médio, os resultados foram melhores sob o ponto de vista técnico, segundo a metodologia proposta. Em particular, na configuração GSF conectada às barras 23 e 92, pois nessa situação, ocorreu elevação de tensão com ausência de picos proeminentes, o que equivale a um cenário mais propício na prática, vide Figuras 5.2 e 5.6.
- O cenário **C** que deveria apresentar os melhores resultados do ponto de vista técnico não apresentou desempenho conforme o esperado, vide Figuras 5.1, 5.4, 5.5 e 5.6.

5.2 Avaliação das Perdas

Os resultados exibidos nas Tabelas 5.3 a 5.5 apresentam os valores totais para cada um dos cenários propostos e para todas as configurações de alocação da GSF. Tais resultados foram comparados com os obtidos com o cas-base, para cada um dos patamares segmentados de carga. Os cenários que apresentaram os menores valores de perdas encontram-se destacados em negrito. Estão também em destaque (vermelho) os dados resultantes da análise do cenário **F**, para o sistema na condição de carga pesada, com GSF alocados nos barramentos 23 e 92, os quais podem ser melhor visualizados nos gráficos das Figuras 5.4 e 5.5. A justificativa para seu destaque será dada na análise dos resultados a seguir.

- Atuação positiva da GSF no sentido de redução das perdas, devido a diminuição do fluxo de corrente nos trechos, visto que as cargas existentes passaram a serem supridas localmente pelos GSF, o que reduziu o fluxo oriundo da subestação, liberando capacidade de atendimento a novas demandas.
- O cenário **G** foi o que apresentou a maior redução de perdas. Contudo, como o estudo busca o melhor cenário, dentre os propostos, sob o ponto de vista técnico

e econômico, e como este cenário não exibiu níveis de tensão satisfatórios, ele não se mostrou viável.

- O cenário **F**, em particular os valores destacados em vermelho, resultou:
 - Em redução significativa nos valores de perdas, mesmo não apresentando os menores valores, os resultados obtidos ainda são menores ou muito próximos a àqueles obtidos no pior cenário de carregamento do sistema, apresentado no caso-base da Tabela 5.3, tanto para as perdas ativas, quanto para as reativas.
 - Nos melhores níveis de tensão, confirmando o bom desempenho de tal cenário, que combina carregamento máximo do sistema com geração fotovoltaica média.

Tabela 5. 3. Perdas totais na condição de carga máxima.

PERDAS		CARGA - MÁXIMA		
		GD (23 e 92)	GD (31 e 54)	GD (31 e 92)
PERDA ATIVA (MW)	CASO-BASE	0,017	0,017	0,017
	CENÁRIO C	0,066	0,105	0,105
	CENÁRIO F	0,017	0,034	0,031
	CENÁRIO I	0,010	0,0105	0,010
PERDA REATIVA (MVar)	CASO-BASE	0,028	0,028	0,028
	CENÁRIO C	0,103	0,103	0,105
	CENÁRIO F	0,025	0,027	0,031
	CENÁRIO I	0,016	0,017	0,017

Tabela 5. 4. Perdas totais na condição de carga média.

PERDAS		CARGA - MÉDIA		
		GD (23 e 92)	GD (31 e 54)	GD (31 e 92)
PERDA ATIVA (MW)	CASO-BASE	0,006	0,006	0,006
	CENÁRIO B	0,088	0,126	0,129
	CENÁRIO E	0,027	0,043	0,043
	CENÁRIO H	0,002	0,003	0,002
PERDA REATIVA (MVar)	CASO-BASE	0,010	0,010	0,010
	CENÁRIO B	0,142	0,137	0,129
	CENÁRIO E	0,043	0,043	0,043
	CENÁRIO H	0,003	0,004	0,004

Tabela 5. 5. Perdas totais na condição de carga leve.

PERDAS		CARGA - LEVE		
		GD (23 e 92)	GD (31 e 54)	GD (31 e 92)
PERDA ATIVA (MW)	CASO-BASE	0,004	0,004	0,004
	CENÁRIO A	0,093	0,131	0,135
	CENÁRIO D	0,031	0,046	0,047
	CENÁRIO G	0,001	0,002	0,001
PERDA REATIVA (MVar)	CASO-BASE	0,007	0,007	0,007
	CENÁRIO A	0,152	0,146	0,146
	CENÁRIO D	0,049	0,048	0,046
	CENÁRIO G	0,002	0,002	0,002

Os dados de perdas totais ativas e reativas são apresentados nas Figuras 5.4 e 5.5, na forma de diagramas de barras, os quais foram extraídos das Tabelas 5.3 e 5.5 para os cenários mais relevantes. O objetivo foi oferecer melhor visualização dos dados relevantes. De sua análise complementar, têm-se:

- O cenário **A** apresentou os maiores valores de perdas, tanto ativas quanto reativas.
- O cenário **C** novamente, não apresentou o desempenho esperado, uma vez que, elevou significativamente as perdas do sistema.
- O cenário **F** quando comparado com o caso-base apresentou perdas um pouco maiores, contudo, muito menores que os demais cenários, exceto o cenário **I**, o que faz do cenário **F** o melhor cenário para contemplação da GSF.

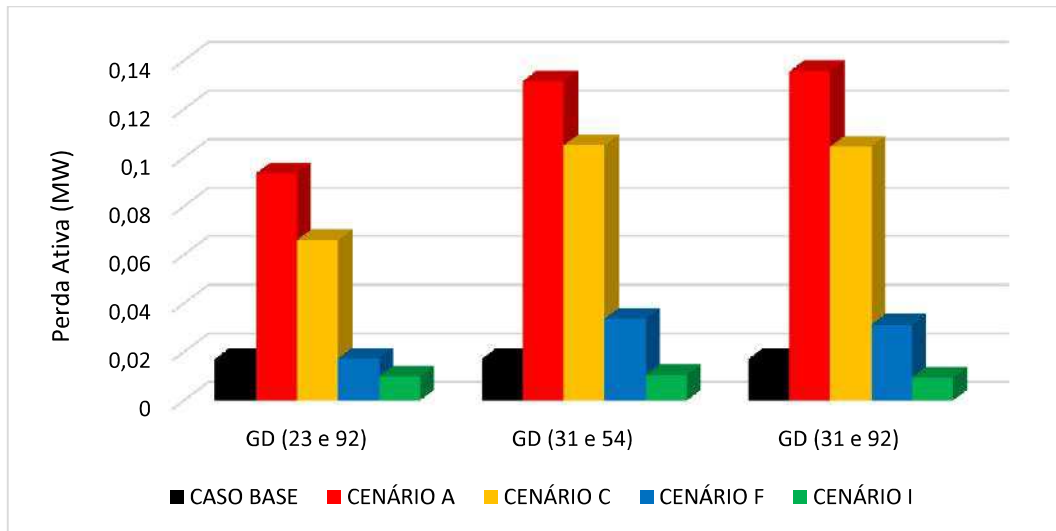


Figura 5. 7. Perdas ativas nos cenários de maior relevância.

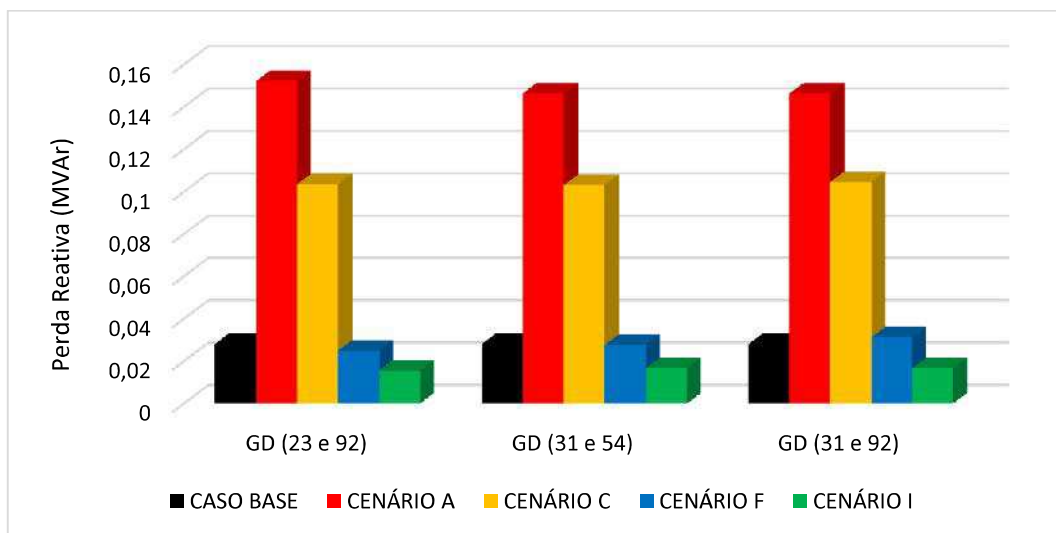


Figura 5. 8. Perdas reativas nos cenários de maior relevância.

5.3 Avaliação Econômica

A análise da viabilidade econômica de projetos fotovoltaicos feita neste trabalho advém da necessidade de se verificar a condição atual da implementação e rentabilidade deste tipo de empreendimento, buscando associar viabilidade técnica e econômica, uma vez que, a difusão da GSF depende de sua viabilidade econômica.

A taxa Selic foi adotada como taxa de desconto, conforme já comentado anteriormente, dada a sua relevância na economia do país, visto que que muitos empreendimentos e títulos do tesouro nacional têm sua rentabilidade vinculada a ela.

Com a análise econômica realizada avaliou-se os seguintes itens:

- Tempo de retorno do investimento (*payback*) para dois valores distintos de investimento inicial para implementação do projeto fotovoltaico.
- A sensibilidade devido a variação das variáveis de custo investimento inicial, TMA e Taxa de Desconto.

A energia produzida é considerada fixa e seu valor médio mensal é de 0,35GWh, com produção média anual de 4,2GWh.

Tabela 5. 6. Dados resultantes da análise econômica.

Método Atuarial	Investimento Inicial – Rs 30.000.000,00		
	Taxa (%)		
	7,00	14,00	15,50
Vpl (R\$)	37.099.463,16	3.947.937,64	115.813,13
Tir (%)	7,991	1,360	0,043
<i>Payback</i> Descontado (Anos)	11	18	25
Método Atuarial	Investimento Inicial – Rs 23.400.000,00		
	Taxa (%)		
	7,00	14,00	15,50
Vpl (R\$)	R\$ 43.699.463,16	R\$ 10.547.937,64	R\$ 6.715.813,13
Tir (%)	11,247	4,416	3,060
<i>Payback</i> Descontado (Anos)	9	12	14

Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 5.6, dos quais se pode concluir:

- O tempo para o projeto ter seu investimento saldado em sua totalidade está diretamente relacionado com a taxa aplicada, pois quanto menor ela for, menor também será o *payback* do projeto e conseqüentemente, maiores serão os valores de VPL obtido.
- O investimento inicial para implementação do projeto fotovoltaicos também está diretamente relacionado com o *payback* do projeto, já que quanto menor ele for, menor também será o *payback*.

- Os dados de VPL obtidos confirmaram que seu valor está diretamente relacionado com a taxa de desconto aplicada, uma vez que ele calcula a atratividade do investimento feito, quanto menor a taxa, maior o valor de VPL alcançado. No entanto, aqui seu valor ainda é maior que zero, o que fez do projeto viável, pois o retorno do investimento no projeto é maior que o investido inicialmente.
- O investimento inicial estipulado para o projeto também influenciou diretamente no VPL adquirido, já que quanto menor ele for, maior será o valor do VPL.
- A TIR varia para investimentos iniciais distintos de maneira significativa, e varia também, para taxas de desconto diferentes, uma vez que, ela está intimamente relacionada com o VPL. Ela deve ser comparada com a taxa aplicada e se maior, o projeto é viável. Para todas as taxas aplicadas, nos dois investimentos iniciais considerados, a TIR apresentou resultado não atrativo, pois os valores obtidos para ela apresentaram-se menores que as taxas aplicadas e consideradas aqui também como TMA's, exceto para a taxa de 7,00%, que apresentou resultados maiores que seu valor, viabilizando assim o projeto.

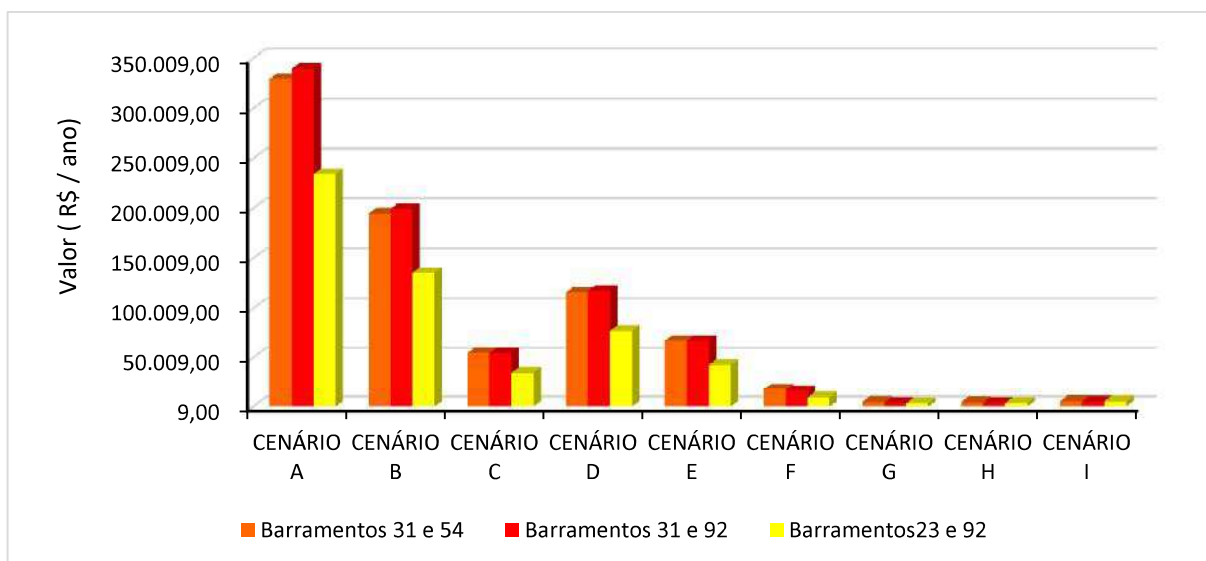


Figura 5. 9. Perdas de energia calculadas para todos os cenários e configurações.

O gráfico de barras das perdas de energia calculadas para todos os cenários e configurações avaliadas é apresentado na Figura. 5.6. Tais perdas foram calculadas como sendo a estimativa do valor da energia anual economizada considerando a redução das perdas. Da análise do gráfico da referida figura extrai-se:

- O cenário **A** confirmou sua péssima atuação do ponto de vista técnico e também econômico, apresentando os maiores valores também de perdas de energia para a classe consumidora considerada na avaliação feita.
- Dentre os resultados apresentados pelo cenário **C**, os de perdas de energia foram considerados os melhores. Entretanto, fazendo-se uma análise ampla dos resultados obtidos para tal cenário, seu desempenho foi considerado desfavorável.
- Os cenários **G**, **H** e **I** apresentaram os menores valores de perdas de energia, assim como ocorreu na análise de perdas técnicas e de variações nos níveis de tensão, uma vez que, tais cenários não apresentaram elevações significativas dos níveis de tensão, para melhoria do desempenho e confiabilidade do sistema-teste.
- O cenário **F** apresentou o menor valor de perdas de energia na condição de análise integrada, apresentando os melhores resultados sob o ponto de vista mais amplo do estudo realizado.

Capítulo 6 – Conclusões

Corroborando a literatura especializada, a geração solar fotovoltaica constitui uma alternativa promissora para atuação conjunta com o sistema elétrico interligado brasileiro. A injeção de potência ativa resultante da conexão desse tipo de fonte ao sistema primário provocou elevação das tensões em todos os barramentos do sistema para todos os cenários avaliados.

Na condição de baixa penetração fotovoltaica (cenários G, H e I), observou-se que apesar de reduzirem as perdas, a melhoria no perfil de tensão dos barramentos do sistema foi pequena, verificando-se, portanto, sua baixa influência na melhoria da qualidade da energia. No entanto, quando os geradores fotovoltaicos são instalados em determinadas condições, ou seja, se respeitando o limite máximo de penetração fotovoltaica permissível para um determinado sistema estabelecido por sua extensão e carregamento. Para o sistema teste estudado, média penetração fotovoltaica e máximo carregamento do sistema (cenário F), produziu melhorias significativas na qualidade da energia fornecida, o que reduz o uso e atuação de equipamentos reguladores de tensão.

O cenário C, do qual esperava-se os melhores resultados, tanto do ponto de vista técnico quanto do econômico não demonstrou o desempenho esperado, pois suas perdas estão dentre as maiores observadas, menores apenas que as calculadas no cenário A.

Não foi observado extrapolação dos limites permissíveis de tensão, já que os picos verificados não ultrapassaram 1,02 pu e o limite máximo estabelecido é de 1,05 pu. Extrapolação do limite inferior estabelecido pelo órgão regulador, 0,95 pu, não foi observado em nenhuma das configurações estudadas, nem mesmo para o caso base.

A avaliação econômica realizada demonstrou o quão sensível é a implementação de empreendimentos para geração solar fotovoltaica às taxas vigentes e aplicáveis no Brasil e o quão pouco atrativos ainda são tais projetos, do ponto de vista econômico-financeiro. Dentre as maiores dificuldades encontradas, a mais significativa foi quanto à escolha dos procedimentos referentes à metodologia e à obtenção dos dados para realizar o estudo

de viabilidade econômica, devido à escassez de referencial bibliográfico voltado para tais empreendimentos.

A falta de referencial bibliográfico voltado para estudos de viabilidade de empreendimentos de geração fotovoltaica em nível de planta, ou parque, levantou alguns questionamentos referentes ao preço de venda da energia produzida, já que esta se enquadra no mercado livre de energia e, portanto, flutuante, além disso, tal energia produzida é vendida por preço superior as produzidas via fontes convencionais e algumas outras cujo insumo também é renovável, o que faz das usinas fotovoltaicas menos competitivas e diretamente dependentes de incentivos fiscais e subsídios governamentais para sua difusão.

Com o estudo realizado foi possível verificar alguns dos benefícios provenientes do uso de fontes alternativas, especificamente a solar fotovoltaica explorada aqui. É evidente que os benefícios da inserção de GSF em ambiente urbano vão além da geração de energia e atendimento da demanda em seu ponto de instalação. Ao final, constatou-se que a metodologia implementada é simples e eficiente na avaliação do comportamento do sistema, sem exigir modificações significativas nas ferramentas existentes. Podendo, deste modo, ser aplicada a quaisquer sistemas de distribuição.

Como trabalhos futuros, sugere-se:

- Propor e desenvolver uma metodologia que avalie os impactos gerados pela inserção de geradores solares fotovoltaicos nos sistemas primário e secundário do sistema de distribuição e energia.
- Desenvolver modelo matemático que contemple equipamento regulador de tensão para avaliação de sua necessidade e atuação no sistema quando da presença de geradores solares fotovoltaicos na rede.
- Adaptar a metodologia para avaliação de impactos com a inserção de geradores solares fotovoltaicos em sistemas de distribuição com topologias mista e em anel.
- Avaliar outras ferramentas da ciência atuarial para uso na avaliação econômica e buscar dados reais para que o estudo de viabilidade econômica se mostre mais consiso e realístico.

Referências Bibliográficas

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT/NBR 117104:2008). Sistemas Fotovoltaicos – Classificação. 2008.

ALBUQUERQUE, J. M. C. (2006). *Alocação Ótima de Unidades Geradoras em Sistemas de Distribuição Utilizando Programação Evolucionária*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Campina Grande (UFCG).

ANEEL. Resolução Normativa nº 482. 17/04/2012.

ANEEL_1. PRODIST - Módulo 8 - Acesso ao Sistema de Distribuição. 2010.

ANEEL_2. PRODIST - Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição. 2012.

ARAMIZU, J. & Vieira, J.C. (2013, July). *Analysis of PV generation impacts on voltage imbalance and on voltage regulation in distribution networks*. In: Power and Energy Society General Meeting (PES). 2013.

ARIF, M. T., Oo, A. M. T., Ali, A. S., & Shafiullah, G. M. (2012, September). *Impacts of storage and solar photovoltaic on the distribution network*. In Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2012 22nd Australasian (pp. 1-6). IEEE.

AYRES, H.M. *Desenvolvimento de metodologias de análise de geradores distribuídos em sistemas de distribuição de energia elétrica*. Tese de Doutorado. Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). 2010.

BARBOSA FILHO, W.P.; DE AZEVEDO, A.C.S. *Geração Distribuída: Vantagens e desvantagens*. II Simpósio de Estudos e Pesquisas em Ciências Ambientais na Amazônia, 2013.

BARBOSA, A. S. D. (1995). *Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição: Aplicações Práticas*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal da Paraíba (UFPB).

BCB. Banco Central do Brasil. <<http://www.bcb.gov.br/>>. Acesso em 12/2015.

BRANCO, C.A.S.C & ALVES, H.N. Um *algoritmo para o cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição fracamente malhadas considerando geração distribuída*. In: VII CONNEPI- Congresso Norte Nordeste de Pesquisa e Inovação. 2012.

BRAUN-GRABOLLE, P., & Rüter, R. (2010). *A Integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana* (Doctoral dissertation, Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis).

BROADWATER, R. P., Chandrasekaran, A., Huddleston, C. T., & Khan, A. H. (1988). *Power flow analysis of unbalanced multiphase radial distribution systems*. *Electric power systems research*, 14(1), 23-33.

BURKE, J.J. *Power distribution engineering: fundamentals and applications*. CRC Press, 1994.

CAPARÓ, J.L.C. *Modelagem de transformadores de distribuição para aplicação em algoritmos de fluxo de potência trifásico*. Tese de Doutorado. Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho. 2005.

CARVALHO, M.R. *Estudo comparativo de fluxo de potência para sistemas de distribuição radial*. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Carlos, 2006.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. <<http://www.ccee.org.br/>>. Acesso em 11/2015.

CHANG, T. (2010). *Impact of Distributed Generation on Distribution Feeder Protection* (Doctoral dissertation).

ENSLIN, J.H.R. *Network impacts of high penetration of photovoltaic solar power systems*. In: Power and Energy Society General Meeting, 2010.

FALCÃO, D.M. *Smart grids e microrredes: o futuro já é presente*. In Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, 2009.

FARHOODNEA, M. Mohamed, A., Shareef, H., & Zayandehroodi, H. (2012, December). *Power quality impact of grid-connected photovoltaic generation system in distribution*

networks. In Research and Development (SCORED), 2012 IEEE Student Conference on (pp. 1-6). IEEE.

FERNANDES, T.C.C. *Aplicação de técnicas de estimação modal para análise da estabilidade a pequenas perturbações de sistemas de distribuição com geração distribuída*. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. 2012.

FERREIRA, H. *Sistemas de distribuição de energia elétrica: um algoritmo genético para alocação ótima de capacitores*. Dissertação de Mestrado, Universidade de Campina Grande, 2002.

FRIGO, M. M. (2013). *Impacto da microgeração de energia elétrica em sistemas de distribuição de baixa tensão*.

GUEDES, L.M. *Localização e dimensionamento de unidades de geração distribuída em redes de distribuição radiais*. Tese de Doutorado. Universidade de Brasília. 2006.

GUIMARÃES, M.K.A. *Uma implementação vetorial do método da soma de potência para aplicação a redes de distribuição*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal da Paraíba. 2000.

IKUTA JÚNIOR, E. S., & Goya, F. T. (2015). *Estudo de viabilidade técnico-econômica de sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica em diferentes cenários de geração*.

JANNUZZI, G.M. (2009). *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil: Panorama da Atual Legislação*.

KUMARY, S.V.S., Oo, V., Shafiullah, G. M., & Stojcevski, A. (2014, September). *Modelling and power quality analysis of a grid-connected solar PV system*. In Power Engineering Conference (AUPEC), 2014 Australasian Universities (pp. 1-6). IEEE.

LUIZ, C. M. (2012). *Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG).

MARQUES, F. A., MORAN, J. A., & ABREU, L. (2004). *Impactos da expansão da geração distribuída nos sistemas de distribuição de energia elétrica*. Proceedings of the 5th Encontro de Energia no Meio Rural.

MARTINS, M.P.S. *Inovação tecnológica e eficiência energética*. Monografia de Pós-graduação - MBA em Energia Elétrica. Instituto de Economia-UFRJ. 1999.

MENESES, C.A.P. (2012). *Desenvolvimento de técnicas e modelos matemáticos para solução de problema de planejamento da expansão e operação de sistemas de distribuição de energia elétrica com geradores distribuídos* (Tese de Doutorado) - Faculdade de Engenharia Elétrica de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista—UNESP

NAKABAYASHI, R.K. *Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras*. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. 2014.

PADILHA, L.N. *Análise comparativa de estratégias para regulação de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica na presença de geradores distribuídos*. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. 2010.

PALUDO, J.A. *Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração da geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente*. Dissertação de Mestrado. Universidade de São Paulo. 2014.

PANTUZI, A. (2006). *Desempenho de um algoritmo backward-forward sweep de cálculo de fluxo de potência*. 2006. (Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica) -Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira.

PERLOTTI, E. (2012). *Proposta para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira: Estudo do grupo setorial de sistemas fotovoltaicos da abinne*. São Paulo: Ed. Edgard Blücher Ltda.

PIMENTEL FILHO, M.C. (2005). *Uso de técnicas de otimização baseadas em derivadas como suporte do planejamento operacional de redes de distribuição de energia elétrica*.

PORTAL FAZ A CONTA. Tempo de Payback. < <http://fazaconta.com/payback.htm>>. Acesso 10/2015.

REBECHI, S.H. (2008). *O potencial da geração solar fotovoltaica conectada ao sistema de distribuição urbano: estudo de caso para um alimentador com pico de carga diurno*.

RODRÍGUEZ, C.R.C. (2002). *Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

SANTOS, E. C. D. (2011). *Utilização dos coeficientes de sensibilidade das perdas (itl) na determinação das melhores barras para localização de uma unidade de geração distribuída em sistemas de distribuição radiais*.

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).

SHIRMOHAMMADI, D., Hong, H. W., Semlyen, A., & Luo, G. X. (1988). *A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks*. Power Systems, IEEE Transactions on, 3(2), 753-762.

SHUGAR, D.S. *Photovoltaics in the utility distribution system: the evaluation of system and distributed benefits*. In: Photovoltaic Specialists Conference. 1990.

SILVA, M.V.M. & BERMAN, C. *O planejamento energético como ferramenta de auxílio às tomadas de decisão sobre a oferta de energia na zona rural*; Quarto Encontro de Energia no Meio Rural. 2002.

SOUSA, B.A. *Distribuição de Energia Elétrica*. Apostila. Universidade Federal da Paraíba. 1997.

VIEIRA, J.C.M., Salles, D., Freitas, W., & França, A. L. M. (2008). *Um método prático para a definição dos ajustes de relés baseados em medidas de frequência usados para detecção de ilhamento de geração distribuída*. Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica, 19(2), 199-213.

YAO, T.; TANG, Y. & AYYANAR, R. *High resolution output power estimation of large-scale distributed PV systems*. In: Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2014.