

Universidade de São Paulo
Escola de Engenharia de São Carlos

Bruno de Freitas Romanholi

FORMULAÇÃO ANALÍTICA PARA ANÁLISE DE IMPACTOS DE GERADORES
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA

São Carlos

2017

Bruno de Freitas Romanholi

FORMULAÇÃO ANALÍTICA PARA ANÁLISE DE IMPACTOS DE GERADORES
FOTOVOLTAICOS CONECTADOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Sistemas de Energia e Automação, da Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, como parte dos requisitos para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior

São Carlos

2017

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Prof. Dr. Sérgio Rodrigues Fontes da
EESC/USP com os dados inseridos pelo(a) autor(a).

D758	de Freitas Romanholi, Bruno FORMULAÇÃO ANALÍTICA PARA ANÁLISE DE IMPACTOS DE GERADORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA / Bruno de Freitas Romanholi; orientador José Carlos de Melo Vieira Júnior. São Carlos, 2017. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2017. 1. Gerador fotovoltaico. 2. Sistemas de distribuição. 3. Curva de geração. 4. Curva de carga. 5. OPENDSS. I. Título.
------	---

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Bruno de Freitas Romanholi

Título: "Formulação analítica para análise de impactos de geradores fotovoltaicos conectados em redes de distribuição de energia elétrica"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 05 / 12 / 2017,

com NOTA 8,0 (oito , zero), pela Comissão Julgadora:

Prof. Associado José Carlos de Melo Vieira Júnior - Orientador - SEL/EESC/USP

Prof. Dr. Ricardo Quadros Machado - SEL/EESC/USP

Mestre Carlos Henrique Beuter - Doutorando - SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Rogério Andrade Flauzino

DEDICATÓRIA

A Deus por todo o amor e força durante toda minha caminhada

A meus pais pela minha formação pessoal, caráter e suporte.

Aos meus amigos por estarem sempre ai meu lado.

AGRADECIMENTOS

A minha família, que me apoiou em toda a graduação, dando todo o suporte para que conseguisse desenvolver minhas atividades e trabalhos durante todos os anos, estando perto ou longe. Principalmente ao meu pai que mesmo passando por diversas dificuldades, sempre fez o possível e o impossível para que eu tivesse condições de continuar.

Aos meus professores-orientadores e amigos José Carlos e Elmer, que não somente me deram a oportunidade de trabalhar e me desenvolver, orientaram e ajudaram durante minha graduação, mas também me ajudaram em boa parte de minhas decisões para trabalho, estudos e futuro.

Aos meus amigos Sindelio Lima e Josias Blos, por todas as conversas e ajuda direta em cada dia na graduação.

Aos meus amigos, Marcos Costa, Vinicius Stefano, Daniel Costa e Lucas Pintanel com quem trabalhei fora da faculdade e que me ensinaram muito.

Aos meus colegas da Pixida: Yago Sanchez, Ronan Antonelli, Pedro Marmelo, Iota Dimou, Johann Neubauer, Carlos Roberto e Ulisses e aos colegas da WEG: Fabio Viviani, Vinicius Guarienti, Hugo Galbiatti, Samuel Pires, Ana Paula, Dikson Hauck, Gustavo Sutana, Jonas e Marcelo Lamas pela oportunidade de trabalhar e adquirir muitas experiências boas.

A todos meus amigos do alojamento, que de alguma forma fizeram parte da minha e meu desenvolvimento na convivência do dia-a-dia.

A todos meus amigos que estiveram presentes durante minha graduação Jordão Natal, Carlos Beuter, Welton Xavier, Uirá Mattos, Mario Berni, David Souza, Vinnie Rodrigues, José Otavio, Joao Gabriel, entre outros.

EPÍGRAFE

“Jamais considere seus estudos como uma obrigação, mas como uma oportunidade invejável para aprender a conhecer a influência libertadora da beleza do reino do espírito, para seu próprio prazer pessoal e para proveito da comunidade à qual seu futuro trabalho pertence.”

Albert Einstein

RESUMO

Nos últimos anos, notou-se um grande crescimento no uso de geradores fotovoltaicos inseridos em sistemas de energia elétrica, principalmente na China, EUA, Alemanha, Itália e Japão. No Brasil, este crescimento se faz um pouco mais lento. Não obstante, o potencial que o país possui em quesitos necessários ao bom aproveitamento da fonte de energia solar demonstra um iminente crescimento, principalmente com a ANEEL desenvolvendo programas de apoio e incentivo a este tipo de geração.

Neste contexto, este trabalho tem como objetivo desenvolver e validar uma formulação analítica, que será usada para analisar as consequências da injeção de potência de painéis fotovoltaicos em redes de distribuição. Este projeto trabalhará a magnitude da tensão elétrica nas barras de um sistema. Com o uso do programa OPENDSS, será feita a comparação de respostas com relação ao método analítico proposto avaliando.

A comparação será feita por meio do comportamento do erro relativo do método frente ao valor fornecido pelo software. Desta forma, serão levantados gráficos deste comportamento em diversas situações incluindo geradores operando tanto em modo de potência ativa e reativa constantes quanto o modo de potência ativa e tensão constantes. Desta forma será possível verificar a viabilidade do método e em quais situações seus resultados são confiáveis considerando as restrições de projeto ao qual será submetido.

Palavras-chave: Gerador fotovoltaico. Sistemas de distribuição. Curva de geração. Curva de carga. OPENDSS.

ABSTRACT

In the last years, the use of photovoltaic generators inserted in electric power systems had increased significantly, mainly in China, the USA, Germany, Italy and Japan. In Brazil, this growth is a bit slower. Nevertheless, the potential that the country has in the aspects to the good use of the solar energy source shows an imminent growth, mainly with ANEEL developing support programs and incentives for this type of generation.

In this context, this thesis aims to develop and validate an analytical formulation, which will be used to analyze the consequences of photovoltaic power injection in distribution networks. This design will work the magnitude of the electrical voltage in the bars of a system. With the use of the OPENDSS program, the answers will be compared with the proposed analytical method.

The comparison will be made through the behavior of the relative methods error versus the value provided by the software. Hence, graphs of this behavior will be drawn in several situations including generators operating in both constant active and reactive power mode as constant active power mode and voltage. With those results it will be possible to verify the feasibility of the method and in which situations its results are reliable considering the project restrictions to which it will be submitted.

Keywords: Photovoltaic generator. Distribution systems. Generation curve. Load curve. OPENDSS.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - A irradiação média anual mundial em kWh/m ² /ano	3
Figura 2 - Conjunto de módulos fotovoltaicos	7
Figura 3 - Junção PN.....	8
Figura 4 - Efeito fotoelétrico de uma célula.....	8
Figura 5 - Sistema fotovoltaico	9
Figura 6 - Modelo elétrico da célula	10
Figura 7 - Curva I x V	13
Figura 8 - Curva P x V	13
Figura 9 - Influência da irradiação solar na potência em função da tensão.	14
Figura 10 - Influência da temperatura na corrente e potência em função da tensão.	15
Figura 11 - Ramo de um sistema de distribuição típico	16
Figura 12 - Sistema hipotético de 4 barras.....	18
Figura 13 - Sistema IEEE 13 barras	20
Figura 14 - Sistema IEEE 13 barras modificado.....	21
Figura 15 - Curva de Carga.....	25
Figura 16 - Eficiência do gerador PV em função da temperatura	26
Figura 17 - Fator PV em função da temperatura	26
Figura 18- Curva de Geração para 200+j120kVA e 600+j360kVA	27
Figura 19- Potência para um gerador no sistema	28
Figura 20- Potência para três geradores no sistema	28
Figura 21- Potência reativa para 6 geradores no sistema	29
Figura 22 - Erro para sistema com curva de carga sem geradores	30
Figura 23 - Barras com maior erro	31
Figura 24 - Erro para 1 gerador de 200kW na barra 675	32
Figura 25 - Erro para 1 gerador de 600kW na barra 675	32
Figura 26 - Erro para 1 gerador de 200kW na barra 680	33
Figura 27 - Erro para 1 gerador de 600kW na barra 680	33
Figura 28 - Erro para 1 gerador de 200+j120kVA na barra 680	34
Figura 29 - Erro para 1 gerador de 600+j360kVA na barra 680	34
Figura 30 - Erro para 3 geradores de 200+j120kVA na barra 680 675 633.....	35
Figura 31 - Erro para 3 geradores de 600+j360kVA na barra 680 675 633.....	35
Figura 32 - Erro para 6 geradores de 200+j120kVA nas barras 611 675 680 633 645 684.....	36
Figura 33 - Erro para 6 geradores de 600+j360kVA nas barras 611 675 680 633 645 684.....	36
Figura 34- Comparativo do erro máximo para Potência Gerador modo PQ / Carga TOTAL	38
Figura 35 - Potência para 1 gerador de 200+j120kVA na barra 680.....	39
Figura 36- Erro para 1 gerador de 200+j120kVA na barra 680	39
Figura 37 - Potência para 1 gerador de 600+j360kVA	40
Figura 38- Potência para 1 gerador de 600+j360kVA na barra 680.....	40
Figura 39 - Potência para 3 geradores de 200+j120kVA nas barras 680 675 633	41
Figura 40- Erro para 3 geradores de 200+j120kVA nas barras 680 675 633.....	41
Figura 41 - Potência para 3 gerador de 600+j360kVA nas barras 680 675 633	42
Figura 42- Erro para 3 geradores de 600+j360kVA nas barras 680 675 633.....	42
Figura 43 - Potência para 6 geradores de 200+j120kVA nas barras 611 675 680 633 645 684 .	43
Figura 44- Erro para 6 geradores de 200+j120kVA nas barras 611 675 680 633 645 684.....	43
Figura 45 - Potência para 6 geradores de 600+j360kVA nas barras 611 675 680 633 645 684 .	44
Figura 46- Erro para 6 geradores de 600+j360kVA nas barras 611 675 680 633 645 684.....	44
Figura 47 - Comparativo do erro máximo para Potência Gerador modo PV / Carga TOTAL ...	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Geração solar por País (%).....	4
Tabela 2- Geração e potência solar instalada no mundo	4
Tabela 3 - Dados das linhas.....	53
Tabela 4 - Cargas constantes	53
Tabela 5 - Dados transformadores.....	53
Tabela 6 - Dados capacitores.....	53

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CGH: Centrais Geradoras Hidrelétricas

G: Nível de irradiação solar no dispositivo em W/m^2

G_n : Nível de irradiação solar nominal ($G_n = 1000\text{W/m}^2$).

I_{pv} : Corrente da fonte de corrente do circuito

I_o : Corrente de saturação reversa do diodo

I_{sc} : Corrente de curto-circuito

$I_{pv,n}$ $I_{pv,n}$: Corrente para as condições normais de operação

I_{MP} : Corrente de máxima potência

k : Constante de Boltzmann

KV : Relação de tensão com temperatura

KI: Relação da corrente com temperatura

N_p : Número de células conectadas em paralelo

N_s : Número de células conectadas em série

n : Constante de idealidade

PCH: Pequenas Centrais Hidrelétricas

PMP: Potência máxima

q : Carga elementar do elétron

RNA: Redes Neurais Artificiais

RCC: Ripple Correlation Control

R_s : Se refere às perdas por efeito Joule e à própria resistência interna gerada pelo material da célula

R_p : Representa as perdas na célula em decorrência das correntes de fuga existentes no componente

T: Temperatura nominal

UHE: Usina Hidrelétrica

$V_{MÉTODO}$: Tensão calculada através do método analítico

$V_{OPENDSS}$: Tensão gerada pelo programa OPENDSS.

V_T : Tensão térmica da junção

V_{oc} : Tensão de circuito aberto

V_{MP} V_{MP} : Tensão de máxima potência

Δ_T : Variação entre a temperatura de operação

SUMÁRIO

1.	Introdução	2
1.1.	Objetivos	6
1.2.	Organização do documento	6
2.	Geração fotovoltaica	7
2.1.	Funcionamento	7
2.2.	Efeito Fotoelétrico.....	8
2.3.	Sistema Fotovoltaico e Seus Componentes.....	8
2.4.	Modelo elétrico da célula fotovoltaica	10
2.4.1.	Componentes do sistema	11
2.4.2.	Equacionamento	11
2.4.3.	Curva “I x V”	12
2.4.4.	Curva “P x V”	13
2.4.5.	Busca do Ponto de Máxima Potência (PMP)	15
3.	Modelagem analítica proposta	16
3.1.	Desenvolvimento.....	16
3.2.	Detalhamento do método analítico.....	18
4.	Metodologia de análise.....	20
4.1.	Modelo do sistema elétrico utilizado no projeto	20
4.2.	OPENDSS: The Open Distribution System Simulator	21
4.3.	Procedimentos	22
4.3.1.	Etapa 1: Comportamento com curva de carga.....	22
4.3.2.	Etapa 2: Comportamento do erro com gerador no modo PQ	22
4.3.3.	Etapa 3: Comportamento do erro com gerador no modo PV	23
4.4.	Curva de carga.....	25
4.5.	Curva de geração.....	25
5.	Resultados	30
5.1.	Etapa 1 – Comportamento com curva de carga e sem geradores	30
5.2.	Etapa 2 – Comportamento do erro com curva de carga e gerador modo PQ	31
5.3.	Etapa 3 – Comportamento do erro com curva de carga e gerador modo PV	38
6.	Conclusão	47
7.	Referências Bibliográficas	48

1. INTRODUÇÃO

Nos dias atuais, o Brasil se tornou um país no qual o aumento do consumo tornou-se uma preocupação constante das empresas fornecedoras de energia elétrica. Com o seu desenvolvimento surgem novas tecnologias e máquinas, tanto nas linhas de produção em fábricas, quanto no ramo agrícola.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) afirma haver, em dados de 2017, 4734 empreendimentos de geração de energia elétrica em operação, totalizando 154.392.195 kW de potência instalada em território nacional. É prevista uma adição na capacidade de geração de 23.412.219 kW para os próximos anos, em decorrência de 251 empreendimentos em construção e mais 554 não iniciados [1].

Da mesma forma que a potência gerada cresce, ferramentas e equipamentos são necessários para a geração, transmissão e distribuição de energia. Em âmbito nacional, devido à extensão do território existe uma dificuldade com relação gestão e transmissão de energia. Uma solução encontrada e que vem sendo bastante adotada são os sistemas distribuídos de energia, ou seja, a construção de centrais geradoras de energia que possam, de fato, descentralizar a distribuição da energia.

Considerando que aproximadamente 64% da produção de energia elétrica são constituídos de centrais hidroelétricas, incluindo UHEs, PCHs e CGHs [1], torna-se importante o desenvolvimento de outras fontes renováveis de energia, ou seja, diversificar a matriz energética é um fator relevante. Neste contexto a energia solar, uma fonte de energia abundante no Brasil, passa a ser um ponto interessante de estudo.

Um dos aspectos mais importantes para a avaliação e estudo da energia solar é a irradiação solar. Esta possui uma média mundial que pode atingir valores próximos a 1000 kWh/m². No Brasil essa grandeza varia entre 1.600 kWh/m² e 3.000 kWh/m² [2], conforme demonstrado na Figura 1.

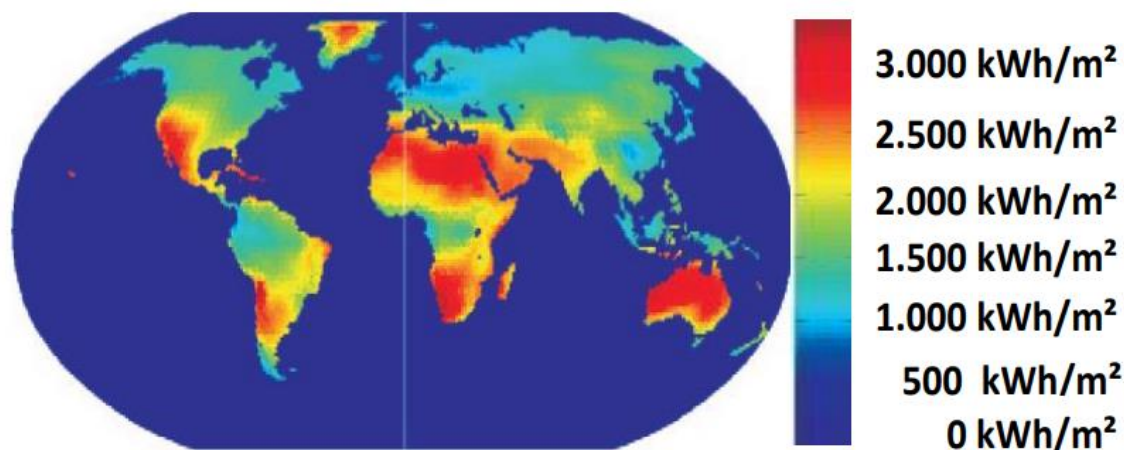


Figura 1 - A irradiação média anual mundial em kWh/m²/ano

Fonte: [2]

Dentre as diversas formas uso desta energia, encontra-se a geração solar fotovoltaica, a qual será assunto desta monografia, abordando suas principais características e tecnologias.

Segundo publicação do MME [3], ao final de 2014 havia, em âmbito mundial, um total de 180 GW, 40 GW a mais que no ano anterior. Os países China, Alemanha, Japão, Itália e EUA possuem o equivalente a 70% de toda a potência instalada. Na Tabela 1 pode-se observar que a China se encontra em primeiro lugar com o equivalente de 15,5% de geração solar mundial, seguida dos EUA com 15,4% e Alemanha com 15,2%.

Como demonstrado na Tabela 1.**Erro! Fonte de referência não encontrada.** no ano de 2015, somava-se uma potência instalada solar de 234 GW. A geração total foi de 253 TWh, resultando num fator de capacidade médio de 13,9%. O fator de capacidade se refere à proporção entre a produção efetiva em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período.

Um fato bastante interessante acerca da distribuição da geração solar no mundo ao longo dos é a tendência de crescimento desta fonte de energia pelo mundo. Isto é comprovado ao perceber que nos anos 90 os EUA detinham 95,9% da geração, cujo valor em 2015 representava 15,4%.

Naturalmente a parcela que a geração fotovoltaica representa frente às outras fontes de energia ainda é bastante baixa na maioria dos países, como demonstrado na Tabela 2, por exemplo, China (0,6%) e EUA (0,9%). Não obstante, em outros países a geração fotovoltaica representa uma parcela significativa na matriz energética, a saber, Alemanha (9,3%) e Itália (6,4%).

Tabela 1- Geração solar por País (%)

Fonte: [2]

nº	País	1990	2000	2010	2013	2014	2015
1	China	0,5	2,0	2,1	10,9	12,1	15,5
2	Estados Unidos	95,9	47,6	9,0	11,2	14,4	15,4
3	Alemanha	0,3	5,5	35,2	21,7	18,9	15,2
4	Japão	0,3	26,0	9,8	7,5	10,2	12,2
5	Itália	1,0	1,7	5,7	15,1	11,7	10,0
6	Espanha	1,5	1,6	21,3	8,9	7,2	5,5
7	Reino Unido	-	0,1	0,1	1,4	2,1	3,0
8	França	-	0,5	1,9	3,3	3,1	2,9
9	Índia	-	0,6	0,8	2,0	2,3	2,6
10	Austrália	-	4,3	2,9	2,7	2,6	2,4
11	Coréia do Sul	-	0,5	2,3	1,1	1,3	1,5
12	Grécia	-	-	0,5	2,6	2,0	1,4
13	Bélgica	-	-	1,7	1,9	1,5	1,2
14	Canadá	-	1,5	0,7	0,9	1,0	1,0
15	Tailândia	-	-	0,1	0,8	1,0	1,0
	Outros	0,5	8,2	5,9	8,1	8,6	9,2
	Mundo	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
	Mundo (TWh)	0,4	1,1	33,3	142,6	190,8	253,0
	%/total *	0,003	0,007	0,16	0,6	0,8	1,0

* % sobre a geração mundial de energia elétrica

Tabela 2- Geração e potência solar instalada no mundo

Fonte: [2]

	País	Geração (TWh)	% da Geração Total	Potência Instalada (MW)	Fator de Capacidade (%)	Expansão no Ano (GW)
1	China	39,2	0,6	43.480	13,0	15,2
2	Estados Unidos	39,0	0,9	25.577	19,5	7,3
3	Alemanha	38,4	6,4	39.698	11,2	1,4
4	Japão	30,9	3,1	35.409	12,2	12,0
5	Itália	25,2	9,3	18.922	15,4	0,3
6	Espanha	13,9	5,1	5.432	29,3	0,1
7	Reino Unido	7,6	2,4	9.071	11,9	3,6
8	França	7,3	1,3	6.557	13,6	0,9
9	Índia	6,6	0,5	4.453	19,7	1,4
10	Austrália	6,1	2,4	5.065	14,8	0,9
11	Coréia do Sul	3,8	0,7	3.408	15,0	1,0
12	Grécia	3,5	7,8	2.606	15,4	0,0
13	Bélgica	3,2	4,7	3.251	11,3	0,1
14	Canadá	2,6	0,4	2.504	13,4	0,6
15	Tailândia	2,4	1,4	1.420	20,4	0,1
	Outros	23,3	0,3	27.324	11,2	7,0
	Mundo	253,0	1,0	234.178	13,9	51,8
	% do mundo	1,0		3,8		22,2

Estudos apontam que, até o ano de 2018, o Brasil deverá estar entre os 20 países com maior geração de energia com fonte solar. Há uma estimativa de que, em 2050, 18% dos domicílios no Brasil contarão com geração fotovoltaica (8,6 TWh), ou 13% da demanda total de eletricidade residencial [3]. Esta tendência a um maior incentivo do uso da geração fotovoltaica se deve a alguns aspectos técnicos, políticos e econômicos.

No que tange a inovação e melhoria na tecnologia, o Ministério de Minas e Energia (MME) cita que na década de 50, os painéis solares convertiam apenas 4,5% da energia solar em eletricidade, o que correspondia a 13 Wp/m², a um custo de US\$ 1.785/Wp. Em 2015 a eficiência média mundial triplicou para 15% (143 Wp/m²), a um custo 1.370 vezes menor, de US\$ 1,30/Wp. Em 2015, de acordo com a MME, teve início a oferta de painéis solares com eficiência de conversão de 23,5% (348 Wp/m²). [2].

Quanto a aspectos políticos e econômicos, diversas formas de incentivo oriundas do governo têm estimulado a instalação de fontes alternativa e distribuídas de energia. Dentre os incentivos, encontram-se o ProGD (Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica); Isenção de IPI, ICMS, PIS e Cofins; desconto na TUSD/TUST (para empreendimentos inferiores a 30MW, o desconto na tarifa de uso do sistema de transmissão/distribuição chega a 80%). Ademais fora lançada uma chamada pública, nº 013/2011 - Projetos Estratégicos: “Arranjos Técnicos e Comerciais para Inserção da Geração Solar Fotovoltaica na Matriz Energética Brasileira”, que resultou em 24,6 MW contratados, ao custo de R\$ 396 milhões [2]. A ANEEL tem pressionado as regulamentações feitas pelas concessionárias para este tipo de geração, por meio de leis e resoluções, aprofundadas em [4] e [5].

Atualmente existem 60 empreendimentos de geração fotovoltaica em operação, totalizando 386.248 kW de potência outorgada. O Parque Lapa é um exemplo interessante de uma planta solar brasileira, que possui duas plantas, Bom Jesus da Lapa (80 MW) e Lapa (78 MW). Esse parque está localizado na Bahia e teve um investimento de 175 milhões de dólares possibilita uma geração de 340 GWh por ano, o que seria suficiente para suprir energia para 166 mil residências, equivalente a uma redução de 198 mil toneladas de CO₂ que seriam emitidos com outras fontes não renováveis de energia [6].

Não obstante, este aumento de centrais elétricas deve ser administrado e deve atender a determinadas especificações para que não haja consequências prejudiciais nos sistemas elétricos, como a injeção de oscilações harmônicas, por exemplo. Em decorrência do discutido, a injeção energética através de geração fotovoltaica tem se tornado um ponto de estudo importante.

Neste contexto faz-se necessário analisar as consequências desta injeção de potência no sistema elétrico. Dentre elas encontram-se a variação de tensão, perdas elétricas e regulação de tensão entre outras.

1.1. Objetivos

Este projeto tem como objetivo propor uma formulação analítica para cálculo de tensão nas barras de um sistema exemplo para estudos em regime permanente em redes de distribuição de energia elétrica, considerando os geradores fotovoltaicos, com potência variável durante o dia e operando como injeções fixas de potência ativa e reativa.

Em seguida deve ser feita validação da formulação observando, para tanto, o erro que a mesma gera quando comparada a programas de simulação disponíveis no ambiente acadêmico. Neste projeto foi utilizado o programa OPENDSS [7].

1.2. Organização do documento

Esta monografia está dividida em sete capítulos. O primeiro se refere a uma contextualização da questão energética solar, sendo abordada, especificamente, a questão da geração fotovoltaica, demonstrando, com isso a motivação e justificativa para a realização deste projeto.

O capítulo dois fornece uma visão geral do funcionamento da geração fotovoltaica, abordando a célula fotovoltaica com seu princípio de funcionamento e sistemas fotovoltaicos com seus componentes. Também se encontra nesse capítulo o modelo matemático para a célula fotovoltaica e suas curvas características.

No terceiro capítulo será demonstrada a formulação analítica em si para o método que será utilizado neste projeto. Os resultados do método serão comparados com os obtidos pelo programa OPENDSS.

O capítulo quatro trata a estrutura do projeto, descrevendo os procedimentos e suas etapas. Ademais, demonstra as características do sistema elétrico estudado.

O capítulo cinco retrata os resultados do trabalho desenvolvido, demonstrando os erros obtidos por meio da formulação analítica comparados aos resultados do *software* OPENDSS. Neste capítulo é possível ter a percepção da viabilidade do método proposto.

O sexto capítulo traz as conclusões que podem ser obtidas do projeto, retomando os principais pontos descritos nesta monografia.

Ao final, tem-se a apresentação do apêndices. Este contém os parâmetros de linha, cargas, transformadores, entre outros do sistema utilizado no desenvolvimento deste projeto.

2. GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Como descrito no capítulo 1, a geração fotovoltaica está ganhando espaço no mercado mundial, principalmente em países desenvolvidos como China, EUA, Alemanha, Itália e Japão. Neste capítulo será possível um entendimento mais aprofundado deste tipo de geração em um contexto de funcionamento, componentes e modelagem.

2.1. Funcionamento

A geração fotovoltaica tem como elemento básico o painel fotovoltaico que, por sua vez, é constituído por módulos, demonstrados na Figura 2. Estes são formados por um conjunto de células fotovoltaicas, cujo funcionamento se dá pelo chamado “efeito fotoelétrico”, descoberto por Edmond Becquerel, em 1839 [8]. Esse efeito tem como princípio converter energia luminosa em elétrica através dos elétrons na camada de valência dos átomos do material utilizado em sua fabricação, majoritariamente semicondutores.



Figura 2 - Conjunto de módulos fotovoltaicos

Fonte: [6]

O semicondutor mais utilizado para essa aplicação é o silício. Porém, não em seu estado puro, pois nessa condição é um mau condutor elétrico. Para solucionar esse problema é feito o processo chamado de dopagem, que nada mais é que acrescentar outros elementos, como por exemplo, fósforo e boro, gerando materiais carregados negativamente e positivamente, respectivamente.

Ao unir os dois materiais a chamada junção PN é formada. Na Figura 3, P indica a parte positivamente e N, negativamente carregada. E essa junção por sua vez gera um campo elétrico que orienta os elétrons a ir de P para N.

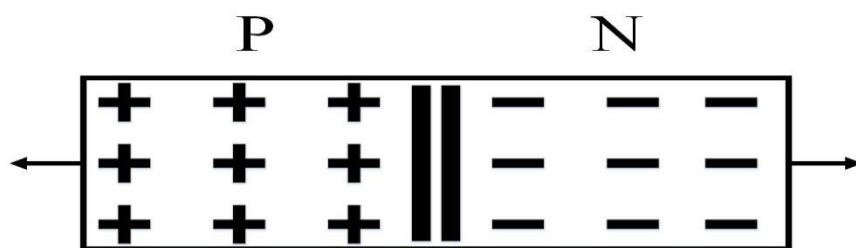


Figura 3 - Junção PN

Fonte: Elaborado pelo autor

2.2. Efeito Fotoelétrico

Quando a luz incide sobre o material semiconductor, os elétrons dos átomos dos elementos contidos na camada de valência sofrem excitação. Somada ao efeito do campo elétrico gerado pela junção caracteriza-se a condução elétrica. Quando conectadas, nas extremidades da célula, ou seja, nos polos da mesma, surge a circulação de corrente elétrica através do condutor. A Figura 4 demonstra um esquemático para o efeito fotoelétrico.

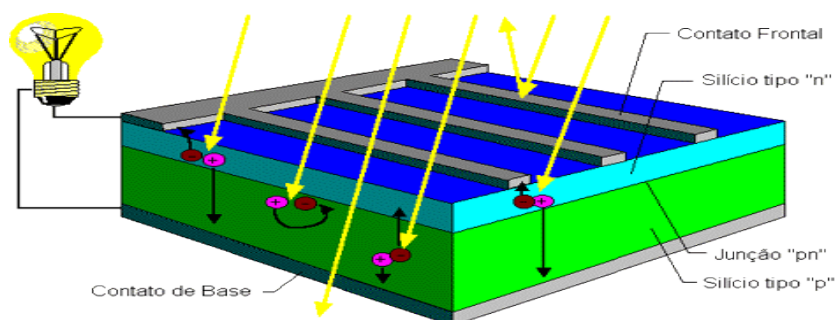


Figura 4 - Efeito fotoelétrico de uma célula

Fonte: [9]

Desta forma é gerada uma corrente contínua pelas células fotovoltaicas, que varia proporcionalmente com a incidência de luz. Porém essas células não possuem a capacidade de armazenar essa energia, para tanto podem ser utilizadas baterias para realizar essa função.

2.3. Sistema Fotovoltaico e Seus Componentes

Para utilizar os geradores fotovoltaicos alimentar algum componente ou mesmo conectá-los à rede elétrica de distribuição, é necessário adicionar equipamentos que façam adaptações necessárias para cada situação de conexão, ajustando valores de tensão, forma de onda, entre outros parâmetros. A união desses equipamentos ao gerador/painel fotovoltaico forma um sistema fotovoltaico.

Os componentes de um sistema fotovoltaico são apresentados na Figura 5. São eles:

- Painel solar;
- Regulador de tensão;
- Baterias e
- Inversor de frequência.

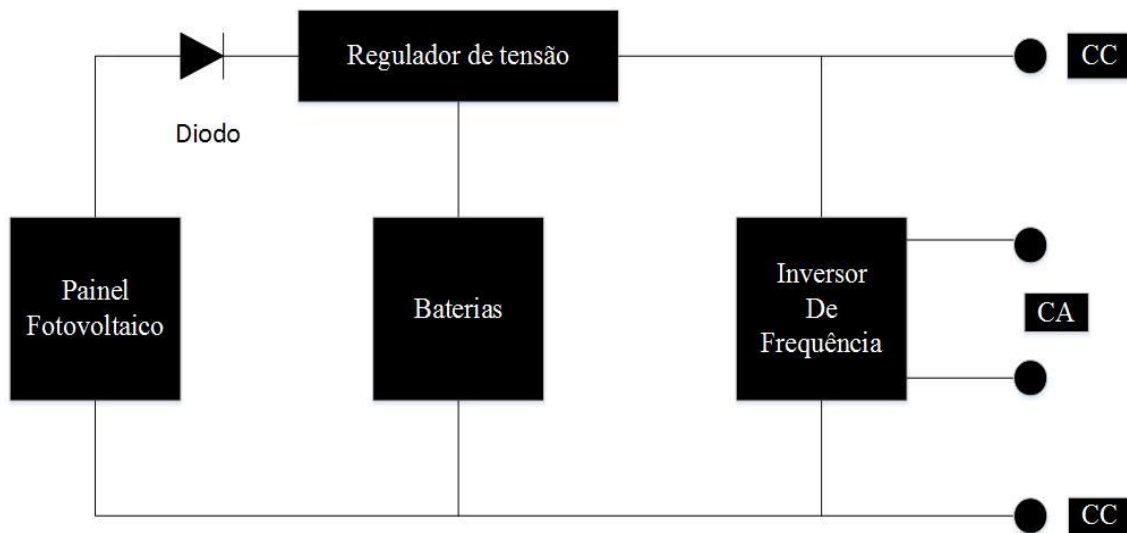


Figura 5 - Sistema fotovoltaico

Fonte: Elaborado pelo autor

- **Painel Solar**

O painel recebe a incidência solar, e é responsável pela geração de uma tensão elétrica em seus terminais, que quando conectada a uma determinada carga faz circular uma corrente. Este é constituído de vários módulos e, portanto, de várias células.

- **Regulador de tensão**

Este equipamento tem como objetivo manter uma tensão desejada pelo sistema, dependendo da carga a ser conectada. É um componente muito importante, em decorrência da tensão gerada pelo painel não ser constante, pois depende da incidência solar.

Caso este não seja incluído no sistema, corre-se um risco de um mau funcionamento das cargas, em decorrência de variações no valor da tensão elétrica conforme a incidência solar varia.

- **Bateria**

No sistema, a bateria passa a receber energia quando a potência gerada pelo painel for superior à necessária para a carga ou não está absorvendo. Esta energia é utilizada quando a potência gerada pelo painel não for suficiente para alimentar a carga, como por exemplo, no período noturno.

- **Inversor de frequência**

Como a geração da corrente dos painéis é contínua (CC), não é possível utilizá-la para alimentar diretamente equipamentos de corrente alternada (CA). O inversor, dentre suas funções, converte a corrente contínua (CC) em alternada (CA).

2.4. Modelo elétrico da célula fotovoltaica

A célula fotovoltaica pode ser representada por componentes simples, identificando a corrente gerada pelo efeito fotoelétrico, ao mesmo tempo em que deve ser representada a junção PN existente nesta. Todavia, existem perdas no equipamento que devem ser consideradas no modelo. A Figura 6 demonstra a conexão desses componentes e em seguida uma sucinta descrição deles com suas características.

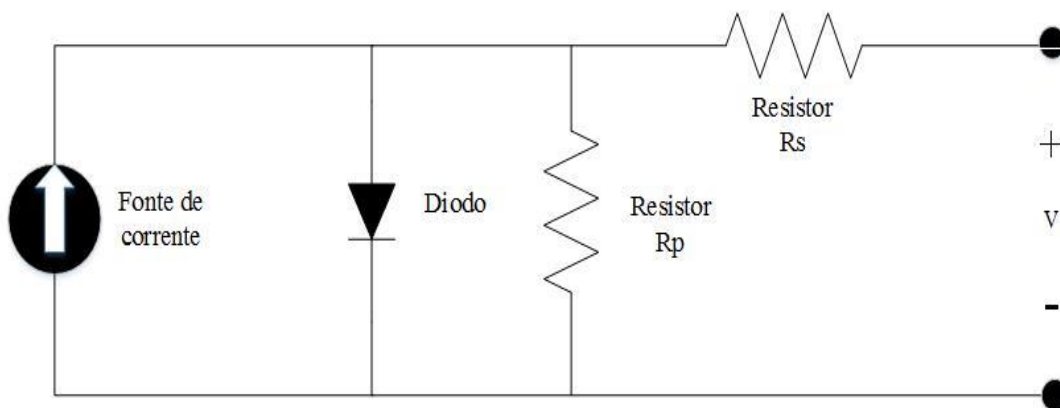


Figura 6 - Modelo elétrico da célula

Fonte: Elaborado pelo autor

2.4.1. Componentes do sistema

- **Fonte de Corrente**

Utilizada para representar a corrente gerada na célula fotovoltaica pela incidência solar e consequente efeito fotoelétrico. Esse componente sofre influência de diversos fatores e será tratado de uma forma mais aprofundada com equacionamento posteriormente neste capítulo.

- **Diodo**

Representa a junção P e N, geralmente constituída de silício, com suas características particulares, por exemplo, corrente de corte. Uma análise mais aprofundada sobre os conceitos da junção pode ser encontrada em [8].

- **Resistores (Rp e Rs)**

Esses componentes também se fazem de extrema importância no modelo em decorrência de representar as perdas na célula.

Rs se refere às perdas por efeito Joule e à própria resistência interna gerada pelo material da célula. Seu valor é da ordem de décimos de ohm (Ω), ou seja, de 0.05 a 0.1 Ohms [10].

Rp representa as perdas na célula em decorrência das correntes de fuga existentes no componente. Esta, por sua vez, possui uma grandeza bastante significativa, da ordem de 200 a 300 Ω , influenciando no valor da tensão de saída [10].

2.4.2. Equacionamento

Para este modelo de célula pode-se obter a equação de sua corrente de saída através da aplicação da primeira lei de Kirchhoff e da utilização da equação do diodo de Shockley [11]. Desta forma obtém-se a equação (1).

$$I = I_{pv} - I_0 \left(e^{\frac{V + I \cdot R_S}{n \cdot V_T}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_S}{R_P} \quad (1)$$

Em que I , I_{pv} , I_0 e V representam, respectivamente, a corrente de saída da célula, corrente da fonte de corrente do circuito, corrente de saturação reversa do diodo e a tensão nos terminais da célula [11].

Os parâmetros n e V_T são dependentes do diodo, cuja variação é decorrente do material de que é constituído e de suas características e aspectos construtivos. Em geral a constante de idealidade (n) possui valor entre 1 e 1,5 e a tensão térmica da junção (V_T) possui valor da ordem de 25 mV e depende da temperatura de trabalho do diodo. Essa tensão térmica do dispositivo é determinada por meio da

equação (2), onde q é a carga elementar do elétron ($1,60217646 \times 10^{-19}$ C), k é a constante de Boltzmann ($1,3806503 \times 10^{-23}$ J/K) e T é a temperatura de operação da célula, em kelvin (K).

$$V_T = \frac{k \cdot T}{q} \quad (2)$$

Esta modelagem se refere a uma célula fotovoltaica, ou seja, a tensão de saída existente nela se faz por valores em torno de 0,7 V e corrente de 3A [12]. Em decorrência disso são feitas associações dessas células em paralelo e série, para aumentar, respectivamente a corrente e a tensão nos terminais de saída. A associação forma os módulos que, por sua vez, formam um painel fotovoltaico, ou seja, o gerador fotovoltaico [13].

O gerador possui um equacionamento semelhante ao das células com algumas pequenas mudanças em decorrência do aumento do número de células. A equação (3) demonstra a equação adaptada para o gerador fotovoltaico, onde N_p e N_s são respectivamente, número de células conectadas em paralelo e série [15].

$$I = I_{pv} \cdot N_p - I_0 \cdot N_p \cdot \left(e^{\frac{V + \left(\frac{R_s \cdot N_s}{N_p} \right) \cdot I}{n \cdot V_T \cdot N_s}} - 1 \right) - \frac{V + \left(\frac{R_s \cdot N_s}{N_p} \right) \cdot I}{\left(\frac{R_p \cdot N_s}{N_p} \right)} \quad (3)$$

Porém, o que realmente interessa neste modelamento é entender como o dispositivo se comporta com relação à corrente e tensão e, conseqüentemente, à potência, buscando maximizar a mesma. Com esse intuito serão apresentados dois tipos de curva, a saber, “I x V” e “P x V”, que representam, respectivamente, os comportamentos de corrente e potência em função da tensão nos terminais do gerador.

2.4.3. Curva “I x V”

O comportamento da corrente em uma célula fotovoltaica e conseqüentemente de um gerador já fora demonstrado através dos equacionamentos (1) e (3). Faz-se, a partir da Figura 7 a representação gráfica de um gerador com parâmetros fornecidos por [14], cujo exemplo se dá com 60 painéis do tipo KC125TM, tal que três conjuntos de 20 painéis ligados em série conectados em paralelo.

Devem ser destacados, nesta curva, os pontos de corrente de curto-circuito (I_{sc}) e o ponto de tensão de circuito aberto (V_{oc}).

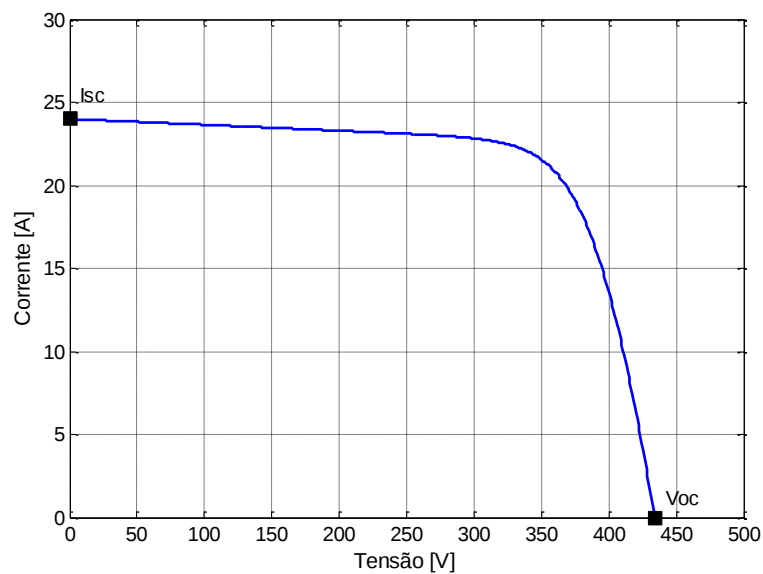


Figura 7 - Curva I x V

Fonte [15]

2.4.4. Curva “P x V”

É possível perceber na curva “I x V”, que existe um ponto de máxima de potência (PMP). Esse ponto é conhecido e amplamente estudado em geração fotovoltaica, pois é o ponto onde se deseja trabalhar com qualquer gerador. Na curva “P x V”, representado pela Figura 8, é destacado esse ponto.

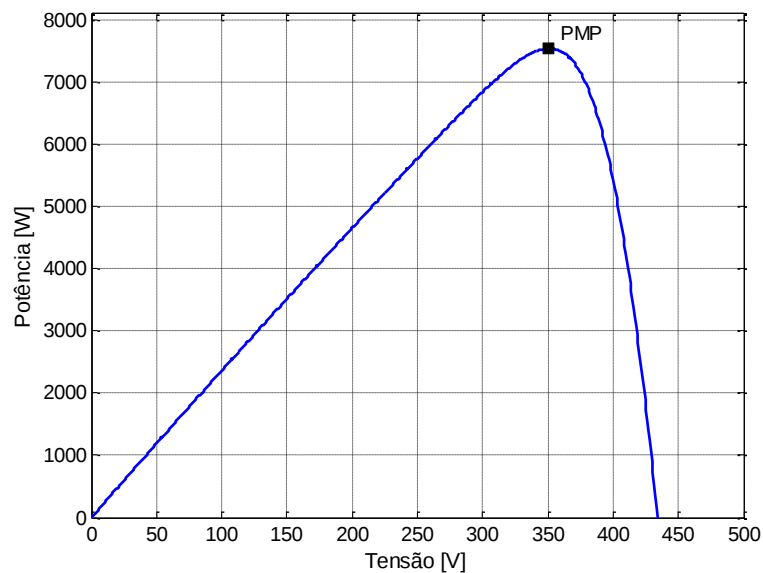


Figura 8 - Curva P x V

Fonte [15]

Ao ponto *PMP* está associado a um valor de tensão de máximo (V_{MP}) e corrente de máximo (I_{MP}), que podem ser encontrados simplesmente analisando essas curvas descritas anteriormente.

Esse tipo de dispositivo sofre influência ainda de dois fatores bastante importantes no ramo da energia solar, são eles a irradiação e a temperatura. Para o caso das células fotovoltaicas, esses fatores são descritos em forma de coeficientes.

Quando se toma como parâmetro a temperatura, existem os parâmetros K_V e K_I , que se referem à relação de tensão com temperatura e corrente com temperatura respectivamente.

Para o caso da irradiação solar, a influência se dá por um ganho simples. A placa solar, onde se alojam as células possui uma área para a qual existe uma irradiação máxima que a célula pode converter em energia elétrica.

Esses dois parâmetros influenciam na corrente gerada pela célula e podem ser descritas matematicamente através da equação (4), retirada de [15].

Neste equacionamento $I_{pv,n}$ é a corrente para as condições normais de operação, ou seja, $T_n = 25^\circ\text{C}$ e $G_n = 1000\text{W}/\text{m}^2$, Δ_T é a variação entre a temperatura de operação (T) e a temperatura nominal ($T_n = 25^\circ\text{C}$), G é o nível de irradiação solar no dispositivo em W/m^2 e G_n é o nível de irradiação solar nominal ($G_n = 1000\text{W}/\text{m}^2$).

$$I_{pv} = (I_{pv,n} + K_I \cdot \Delta_T) \cdot \frac{G}{G_n} \quad (4)$$

Para os dois fatores que influenciam no comportamento da potência para um gerador fotovoltaico são demonstrados, nas Figura 9 e Figura 10, como se comporta a curva “P x V”.

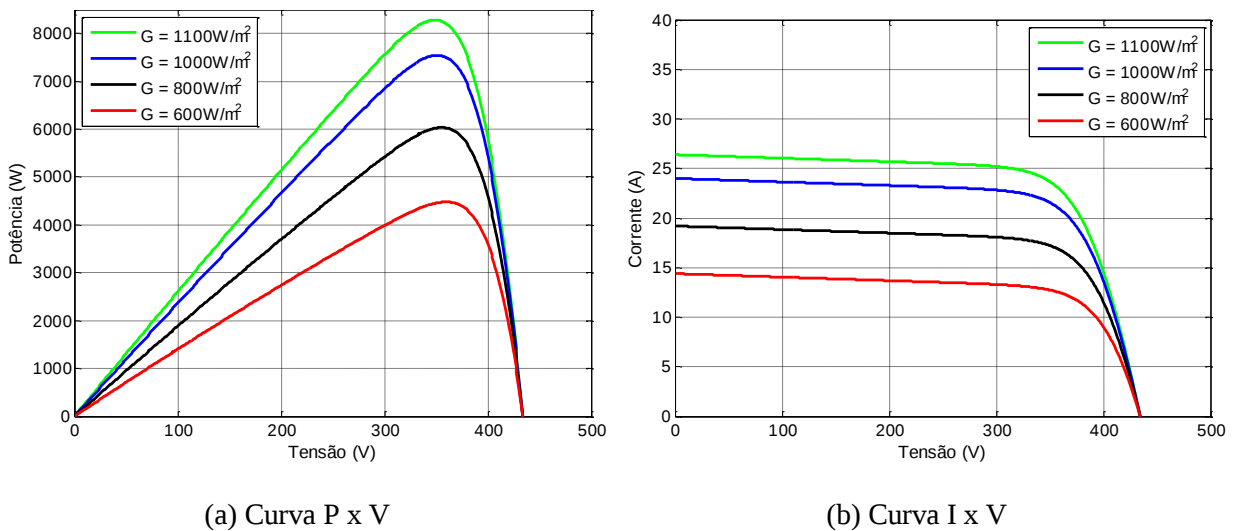


Figura 9 - Influência da irradiação solar na potência em função da tensão.

Fonte [15]

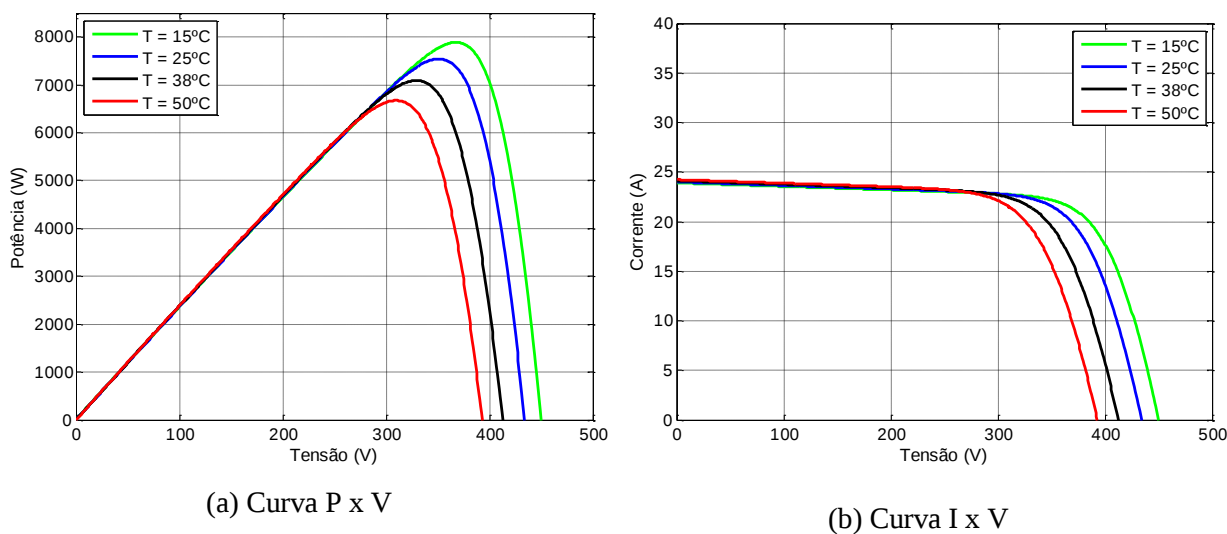


Figura 10 - Influência da temperatura na corrente e potência em função da tensão.

Fonte [15]

É possível notar que a influência da irradiação na curva possui um comportamento de ganho linear, modificando apenas a amplitude da mesma. Já no caso temperatura em que se trabalha, a relação é inversamente proporcional, ao passo que a curva sofre uma pequena alteração em seu formato.

2.4.5. Busca do Ponto de Máxima Potência (PMP)

Para os equipamentos comercializados e estudados busca-se sempre atingir a maior eficiência e desempenho possível. Este cenário não é diferente no caso dos geradores fotovoltaicos e se faz através da busca do *PMP*.

Existem diversos métodos utilizados para atingir esse ponto, dentre eles existem alguns que são mais utilizados, a saber, *P&O* (Perturbar e Observar), *Hill climbing*, Condutância incremental, V_{OC} fracional, I_{SC} fracional, Controle com Lógica *Fuzzy*, Redes Neurais Artificiais (RNAs), *Ripple Correlation Control* (RCC), cujo meio se faz basicamente em encontrar a corrente de máxima potência (I_{MP}) e a tensão de máxima potência (V_{MP}) e finalmente a potência máxima (*PMP*) para aquela determinada condição de irradiação e temperatura [15].

3. MODELAGEM ANALÍTICA PROPOSTA

Neste capítulo será desenvolvida a formulação analítica para o cálculo das tensões nodais em redes de distribuição de energia baseada em [19].

3.1. Desenvolvimento

A ideia base deste método é proveniente do cálculo da queda de tensão típica de um ramo de um sistema de distribuição, como demonstrado na Figura 11.

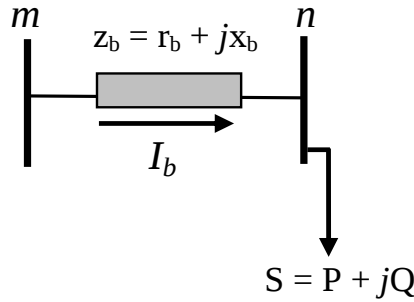


Figura 11 - Ramo de um sistema de distribuição típico

Fonte: Elaborado pelo autor

Admitindo que:

$$\begin{aligned}\dot{V}_m &= V_m \angle 0^\circ \text{ p.u.} \\ \dot{V}_n &= V_n \angle \theta_n \text{ p.u.}\end{aligned}\tag{5}$$

E I_b a corrente fluindo pelo ramo mn :

$$\dot{I}_b = I_b \angle \varphi \text{ p.u.}\tag{6}$$

A queda de tensão entre os nós m e n pode ser calculada por meio da equação (7):

$$\dot{V}_m - \dot{V}_n = z_b \cdot \dot{I}_b\tag{7}$$

Desenvolvendo a equação (7) e calculando o valor absoluto para a queda de tensão (ΔV), pode-se obter:

$$\Delta V = \sqrt{[V_n + I_b \cdot (r_b \cos \varphi - x_b \sin \varphi)]^2 + [I_b \cdot (r_b \sin \varphi + x_b \cos \varphi)]^2} - V_n\tag{8}$$

Pode-se fazer uma suposição com relação à diferença angular entre as tensões nos nós m e n. Essa diferença pode ser desconsiderada, pois em sistemas de distribuição esse valor é irrelevante. Portanto θ_n é aproximado para zero.

Também se assume que o termo $I_b \cdot (r_b \sin \varphi + x_b \cos \varphi)$ é menor que o termo $I_b \cdot (r_b \cos \varphi - x_b \sin \varphi)$, e pode ser desconsiderado. Desta forma a equação (8) pode ser simplificada e reduzida a:

$$V_m - V_n = \Delta V = I_b \cdot (r_b \cos \varphi - x_b \sin \varphi) \quad (9)$$

A formulação analítica admite cargas tipo corrente constante. Assim, a corrente I_b pode ser calculada por meio da potência ativa e reativa encontradas no nó n, juntamente à tensão nominal de carga.

$$I_b = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{V_N} \quad (10)/$$

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (11)$$

$$\sin \varphi = \frac{Q}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (12)$$

Substituindo as equações (10), (11) e (12) em (9), obtém-se a equação que será usada no método analítico para o cálculo da queda de tensão em um ramo qualquer de uma rede de distribuição de energia elétrica.

$$V_m - V_n = \Delta V = \frac{(r_b \cdot P - x_b \cdot Q)}{V_N} \quad (13)$$

Sendo que para cargas indutivas, o ângulo (φ) é negativo a potência reativa Q também é negativa.

Desta forma quando se conhece a tensão V_m é possível calcular o valor da tensão V_n a partir da equação (13), conhecendo também o valor da impedância do trecho mn e as potências ativa e reativa acumuladas no nó n.

3.2. Detalhamento do método analítico

O detalhamento do método apresentado nesta seção se dará por meio de sua aplicação em um sistema hipotético de quatro barras mostrado na Figura 12. Neste sistema a carga em cada barra será representada por $S_n = P_n + j Q_n$, sendo S a potência aparente, P , a potência ativa e Q , a potência reativa naquela barra.

As impedâncias (z_{mn}) das linhas entre as barras serão representadas por r_{mn} e x_{mn} , sendo, respectivamente, a resistência e a reatância para a linha conectada entre as barras m e n .

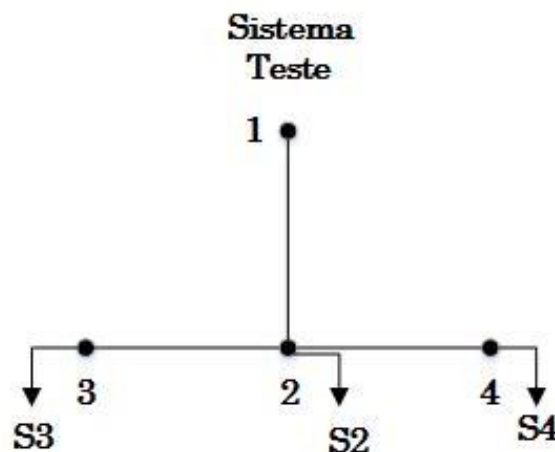


Figura 12 - Sistema hipotético de 4 barras

Fonte: Elaborado pelo autor

- Passo 1:

Estabelecer uma tensão nominal para o sistema, V_N , e conhecer a tensão de uma das barras tomadas como barra de referência. No caso do sistema exemplo, toma-se a tensão na barra 1, V_1 , e a tensão nominal será V_N .

- Passo 2:

Calcula-se a queda de tensão no primeiro trecho de linha após o nó de referência. No sistema exemplo, corresponde ao trecho entre as barras 1 e 2. Logo, deve-se calcular o somatório de cargas (potência ativa e reativa) a jusante da barra 2, acumulando-as nesta barra. No caso de haver geradores inseridos em alguma das barras seu valor de potência ativa e reativa deve ser inserido com sinal negativo.

Assim, para calcular a tensão na barra 2 serão somadas as cargas, com suas potências ativas e reativas das barras 2, 3 e 4, resultando na potência total S_2' . Tem-se, portanto:

$$S_2' = P_2' + j Q_2' \quad (14)$$

$$P_2' = P_2 + P_3 + P_4 \quad (15)$$

$$Q_2' = Q_2 + Q_3 + Q_4 \quad (16)$$

Com a carga acumulada na barra 2, aplica-se a equação (13), e desta forma calcula-se o valor da tensão conforme a expressão que segue.

$$V_2 = V_1 - \frac{r_{12} \cdot P_2' - x_{12} \cdot Q_2'}{V_N} \quad (17)$$

- Passo 3

Em seguida o procedimento se repete para as outras barras da mesma forma. Portanto para calcular a tensão nas barras 3 e 4, deve-se utilizar as expressões indicadas a seguir, utilizando-se as cargas acumuladas nas barras 3 e 4, respectivamente.

$$V_3 = V_2 - \frac{r_{23} \cdot P_3' - x_{23} \cdot Q_3'}{V_N} \quad (18)$$

$$V_4 = V_2 - \frac{r_{24} \cdot P_4' - x_{24} \cdot Q_4'}{V_N} \quad (19)$$

Como as barras 3 e 4 não possuem ramificações, as cargas acumuladas serão as próprias cargas S_3 e S_4 .

4. METODOLOGIA DE ANÁLISE

Neste capítulo será tratado o desenvolvimento do projeto, demonstrando as ferramentas aplicadas, fonte de dados, sistema adotado para, por fim, poder fazer a validação do método descrito no capítulo 3 e poder analisar o comportamento do erro deste em relação ao programa OPENDSS.

4.1. Modelo do sistema elétrico utilizado no projeto

Para esta etapa do projeto foi utilizado um sistema elétrico fornecido pelo IEEE nomeado “IEEE 13 Node Test Feeder”, demonstrado na Figura 13, cujas informações de cargas, impedâncias de linha, capacitor e outros estão descritos em [16].

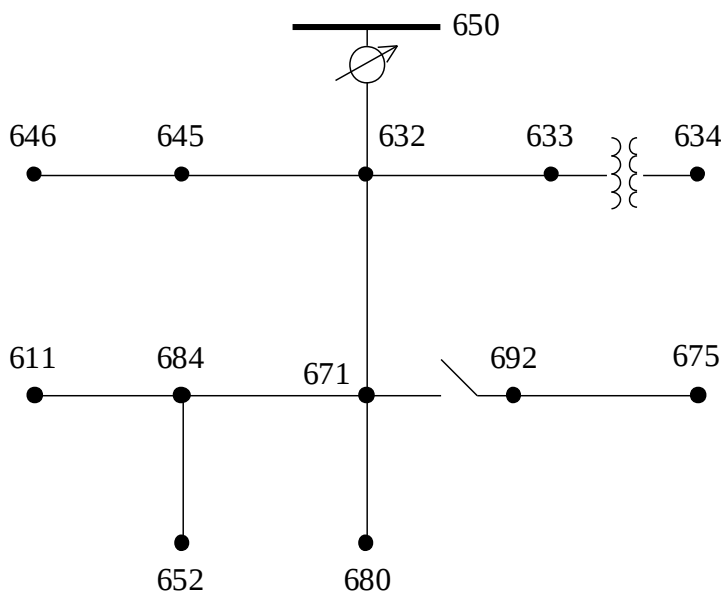


Figura 13 - Sistema IEEE 13 barras

Fonte: [16]

Para aplicar o método descrito no capítulo 3, foram feitas algumas alterações no sistema, a saber:

- O transformador conectado entre as barras 633 e 634 foi retirado;
- As cargas das três fases foram somadas e divididas de forma equilibrada entre as três fases para todos os casos;
- As cargas encontradas na barra 634 foram transferidas a barra 633 e excluiu-se a barra 634 bem como a linha que conectava as barras 633 e 634;
- A chave seccionadora localizada entre as barras 671 e 692 foi retirada;

- e) A barra 671 foi conectada a barra 675 mantendo o tamanho e impedância da linha que existia entre 692 e 675;
- f) As cargas contidas em 692 foram transferidas para a barra 675 que substituiu a barra 692 e
- g) As cargas distribuídas foram retiradas.

Com as mudanças descritas anteriormente o sistema resultante é demonstrado na Figura 14 e suas características de componentes encontram-se descritas no Apêndice 1.

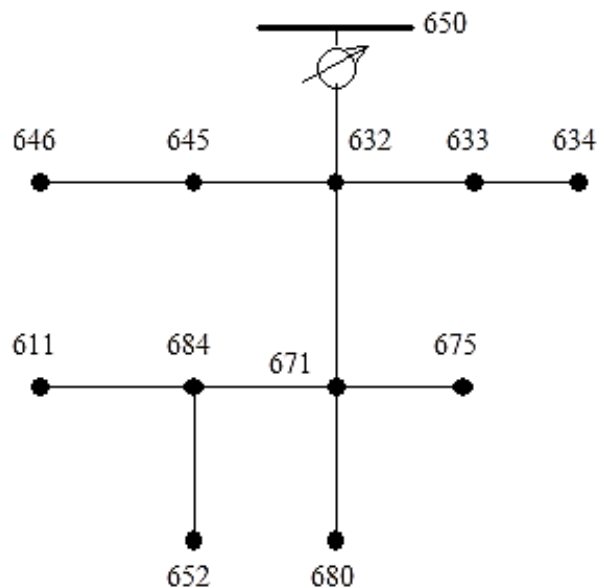


Figura 14 - Sistema IEEE 13 barras modificado

Fonte: Elaborado pelo autor

4.2. OPENDSS: The Open Distribution System Simulator

O *Open Distribution System Simulator* (OPENDSS) é um programa utilizado para simulações e análises em sistemas de distribuição de energia elétrica. Foi desenvolvido pela empresa *Electric Power Research Institute* (EPRI) em plataforma Delphi e com estruturas secundárias escritas em C e C++ e está disponível gratuitamente em [7].

Trata-se de um programa que pode auxiliar no planejamento de sistemas de distribuição, cooperando para a criação dos modelos de forma a ser o mais próximo possível do sistema real. Faz-se importante e útil, em decorrência de poder ser usado para cenários e situações em que os sistemas estão inseridos na atualidade.

O software pode trabalhar com grande parte das análises em regime permanente e também pode ser utilizado para trabalhar com sistemas polifásicos, simulações de variação anual e diária de fluxo de carga, desenvolvimentos de teste IEEE, entre outros, podendo ser usado qualquer valor de frequência, bastando configurá-lo. Em [17] pode-se encontrar uma descrição detalhada sobre as configurações do programa, assim como exemplos de aplicação.

A geração distribuída, tanto em regiões mais afastadas quanto regiões centrais, é um caso interessante de aplicação do programa, consequências de injeção de energia devem ser controladas e analisadas. Ademais, pode ser utilizado em análises de harmônicos na rede e faltas no sistema.

Neste trabalho, cujo objetivo está relacionado a sistemas de distribuição em regime permanente, com fluxos de potência variáveis, o programa OPENDSS se faz simples e fornece resultados e conclusões satisfatórias. A versão utilizada no trabalho foi a 7.6.3.22 (64-bit build).

4.3. Procedimentos

O desenvolvimento deste projeto está dividido em três etapas, em que será avaliado o comportamento do erro relativo do método, descrito na equação (20), referente aos valores gerados pelo programa OPENDSS para diferentes situações. Portanto todos os erros citados nas etapas do projeto se referem à seguinte equação:

$$E = \frac{V_{MÉTODO} - V_{OPENDSS}}{V_{OPENDSS}} \times 100\% \quad (20)$$

Na equação (20), E , $V_{MÉTODO}$ e $V_{OPENDSS}$, se referem respectivamente ao erro, valor da tensão calculada por meio do método analítico e da tensão gerada pelo programa OPENDSS.

4.3.1. Etapa 1: Comportamento com curva de carga

Nesta primeira etapa, será estudado o comportamento do erro para o sistema onde as cargas seguem uma curva diária de demanda, descrita na seção 4.4. Nesta etapa não haverá geradores inseridos no sistema.

O método analítico será implementado com o auxílio do *software MatLab*, devido ao seu alto desempenho e flexibilidade para o tratamento de vetores e matrizes. Em seguida, o erro será calculado e plotado para cada hora do dia com suas respectivas cargas nas barras.

4.3.2. Etapa 2: Comportamento do erro com gerador no modo PQ

Esta etapa envolve não apenas o tratamento das cargas com suas curvas diárias de demanda, mas também o tratamento dos geradores fotovoltaicos operando em modo PQ com suas curvas diárias de geração.

O comportamento do gerador fotovoltaico utilizado nesta etapa será demonstrado na seção 4.5 com sua curva de geração. Este comportamento corresponde a um gerador real, onde sua potência injetada varia durante as 24 horas do dia, ao passo que as cargas existentes no sistema continuam seguindo o comportamento da curva descrita na seção 4.4. Vale ressaltar que o gerador fotovoltaico pode injetar potência no período em que existe luz solar, e para tanto, esse período foi considerado de 7 a 19 horas para este projeto. Devido a este fato e do foco estar no efeito dos geradores no sistema, o estudo verificará como primordial o comportamento do erro no período citado.

Com o intuito verificar o efeito dos geradores funcionando em modo PQ no erro para o método proposto neste trabalho, serão simuladas algumas situações distintas. Abaixo seguem os casos:

- a) *1 gerador de 200 kW na barra 675*
- b) *1 gerador de 600 kW na barra 675*
- c) *1 gerador de 200 kW na barra 680*
- d) *1 gerador de 600 kW na barra 680*
- e) *1 gerador de $200+j120\text{kVA}$ na barra 680*
- f) *1 gerador de $600+j360\text{kVA}$ na barra 680*
- g) *3 geradores de $200+j120\text{kVA}$ nas barras 675, 680 e 633*
- h) *3 geradores de $600+j360\text{kVA}$ nas barras 675, 680 e 633*
- i) *6 geradores de $200 + 120j \text{ kVA}$ na barra 645, 611, 684, 675, 680 e 633;*
- j) *6 geradores de $600 + 360j \text{ kVA}$ na barra 645, 611, 684, 675, 680 e 633;*

4.3.3. Etapa 3: Comportamento do erro com gerador no modo PV

Esta etapa segue o mesmo procedimento da anterior, porém os geradores inseridos no sistema estarão no modo de funcionamento PV. As curvas de geração diária para este modo de trabalho serão diferentes quando comparadas ao modo PQ, ou seja, enquanto a potência ativa segue a mesma curva do modo PQ, a potência reativa assumirá valores que dependerão de outros fatores do sistema para cada ponto simulado, como a cargas. O comportamento do gerador fotovoltaico utilizado nesta etapa será indicado na seção 4.5 com suas curvas de geração e cada caso simulado será demonstrado de uma forma mais aprofundada no capítulo 5. Novamente, assim como na etapa 3, o gerador estará injetando potência no período de 7 a 19 horas e o foco da análise do erro se dará nesse período.

Para fazer a verificação do comportamento do erro para esta etapa, serão simuladas algumas situações parecidas com as da etapa anterior, onde os valores indicados se referem à máxima potência dos geradores:

- a) 1 gerador de $200+j120\text{kVA}$ na barra 680*
- b) 1 gerador de $600+j360\text{kVA}$ na barra 680*
- c) 3 geradores de $200+j120\text{kVA}$ nas barras 675, 680 e 633*
- d) 3 geradores de $600+j360\text{kVA}$ nas barras 675, 680 e 633*
- e) 6 geradores de $200 + 120jk\text{VA}$ na barra 645, 611, 684, 675, 680 e 633;*
- f) 6 geradores de $600 + 360jk\text{VA}$ na barra 645, 611, 684, 675, 680 e 633;*

Em todas as etapas descritas anteriormente, será adotado o cálculo com valor inicial da barra 650 do sistema, seguindo a aplicação do método analítico para encontrar o valor de tensão nas outras barras. Os valores de tensão desta barra fornecidos pelo OpenDSS serão adotados como referência para o método analítico. Desta forma, tem-se uma comparação mais fiel entre os resultados gerados pelo método e calculados pelo programa. Logo, o erro na barra 650 não será discutido nem simulado no trabalho em decorrência de ser sempre nulo.

4.4. Curva de carga

A curva de carga utilizada nas simulações descritas anteriormente seguirá os valores demonstrados na Figura 15 cujos valores são dados em p.u. Esta curva será aplicada tanto para a potência ativa quanto para a reativa, ou seja, obtenção dos valores nominais das potências dadas em kW e kVAr é feita multiplicando-se cada ponto da curva da Figura 15 pelos valores das cargas do sistema elétrico. Este comportamento de carregamento das cargas será adotado para todas as cargas contidas no sistema.

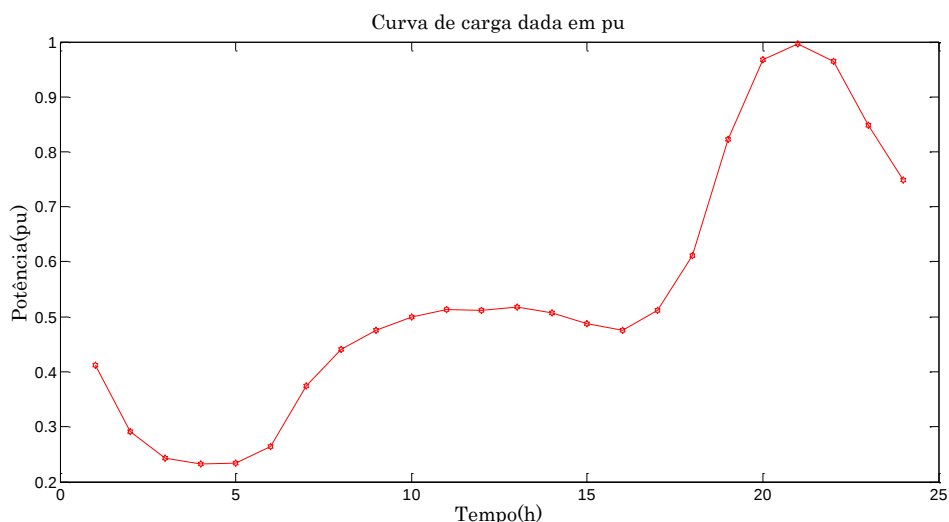


Figura 15 - Curva de Carga

Fonte: Elaborado pelo autor

4.5. Curva de geração

Como citado anteriormente, com o intuito de verificar o comportamento do erro, serão usados geradores fotovoltaicos trabalhando em modo PQ, para a Etapa 2, e PV, na Etapa 3. Serão executados diferentes testes para cada uma das situações, em que as potências nominais adotadas para os geradores serão de 200 ou 600 kW para potência ativa e 120 ou 360 kVAr para reativa. No capítulo 5- *Resultados* será demonstrado cada um dos casos.

O programa OPENDSS trata o gerador fotovoltaico com uma entrada de dados que envolvem temperatura e irradiação solar incidente. Essas variáveis exercem influência na eficiência e na potência máxima.

Nas Figura 16 e Figura 17 encontram-se, respectivamente, a curva de eficiência em função da da potência por unidade e a curva do fator de capacidade do gerador fotovoltaico, denominado neste trabalho de fator PV. Ambos são utilizados para obter as curvas de geração de potência do sistema

fotovoltaico. Para aplicar estas curvas no método proposto, cada ponto é tratado como uma entrada de potência gerada. E assim o método deve ser repetido de acordo com o número de pontos que formam a curva.

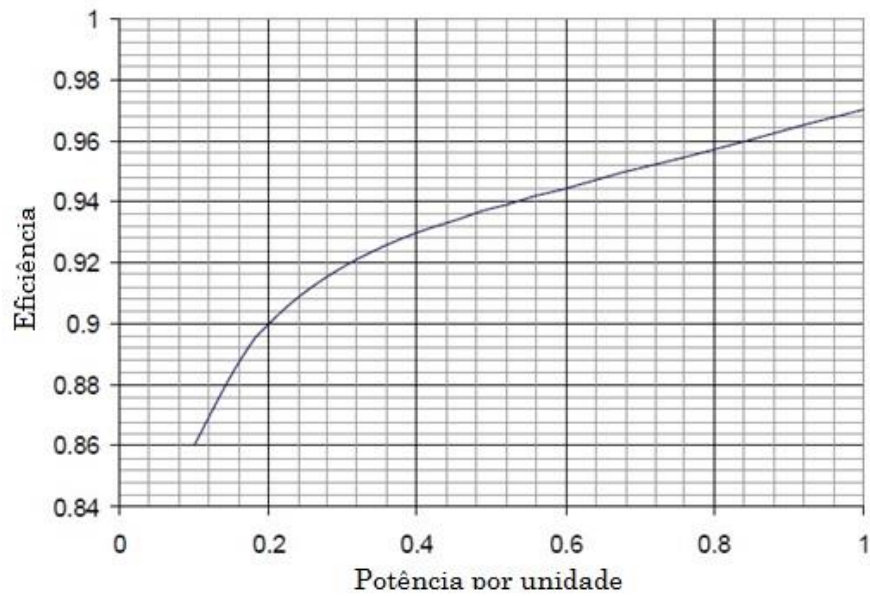


Figura 16 - Eficiência do gerador PV em função da potência por unidade

Fonte: [24]

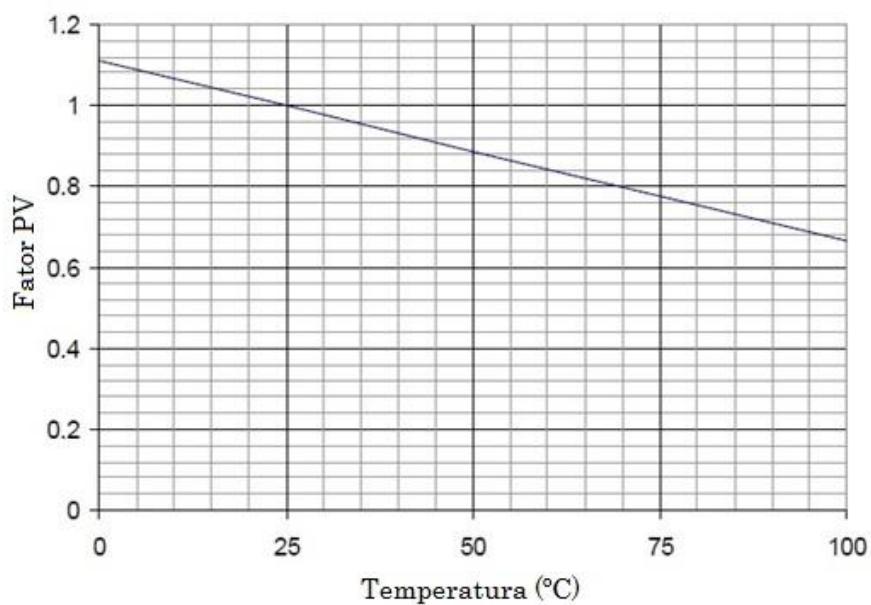


Figura 17 – Fator PV em função da temperatura

Fonte: [24]

Na Figura 18, por sua vez, está descrita a curva de saída do *software* OPENDSS para potência do gerador trabalhando em modo PQ, que será utilizada nas simulações deste trabalho. Os valores negativos referentes referem-se à potência injetada no sistema e valores positivos representam potência absorvida pelo gerador.

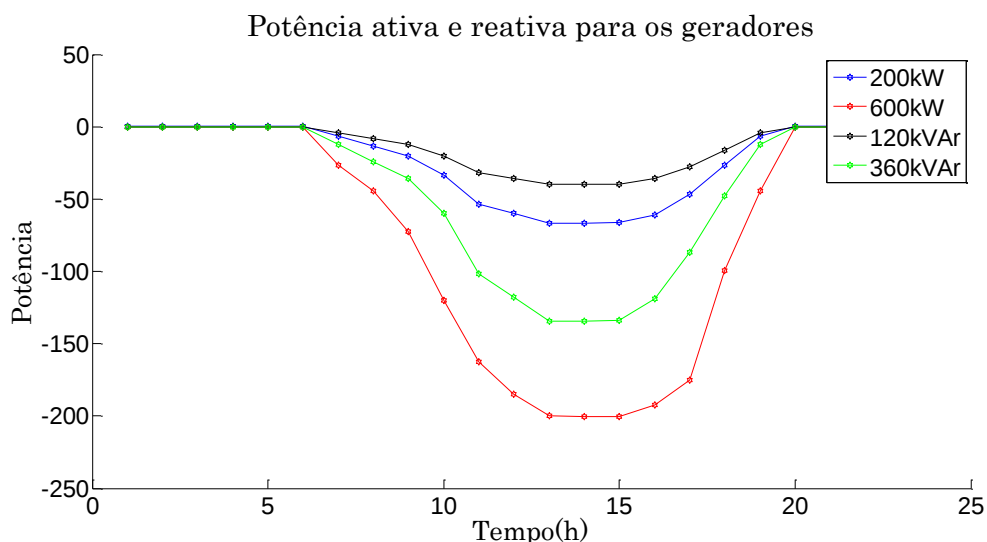


Figura 18- Curva de Geração para 200+j120kVA e 600+j360kVA

Fonte: Elaborado pelo autor

Com essas curvas pode-se identificar como um gerador fotovoltaico em modo PQ se comporta com algumas condições de temperatura e fator de capacidade adotada para o estudo. Para o caso do gerador fotovoltaico os picos de potência encontram-se no período definido entre 11 e 16 horas.

Nas Figura 19, Figura 20 e Figura 21 pode-se verificar o funcionamento de geradores trabalhando em modo PV, sendo elas, respectivamente, para a situação com 1, 3 e 6 geradores de 200kW e 120kVAr inseridos no sistema e 6 geradores com a mesma potência em diferentes barras. Como, independentemente da carga e do número de geradores, a potência ativa se comporta da mesma forma, está sendo representada apenas a potência reativa para as figuras com mais de um gerador. A curva referente à potência ativa segue o mesmo comportamento mostrado na Figura 19. Neste modo, a potência reativa varia conforme as cargas e os valores de potência acumulada para a barra onde o mesmo é inserido. No capítulo 5 será demonstrado o comportamento dos geradores para cada caso estudado e sua consequência para o comportamento do erro.

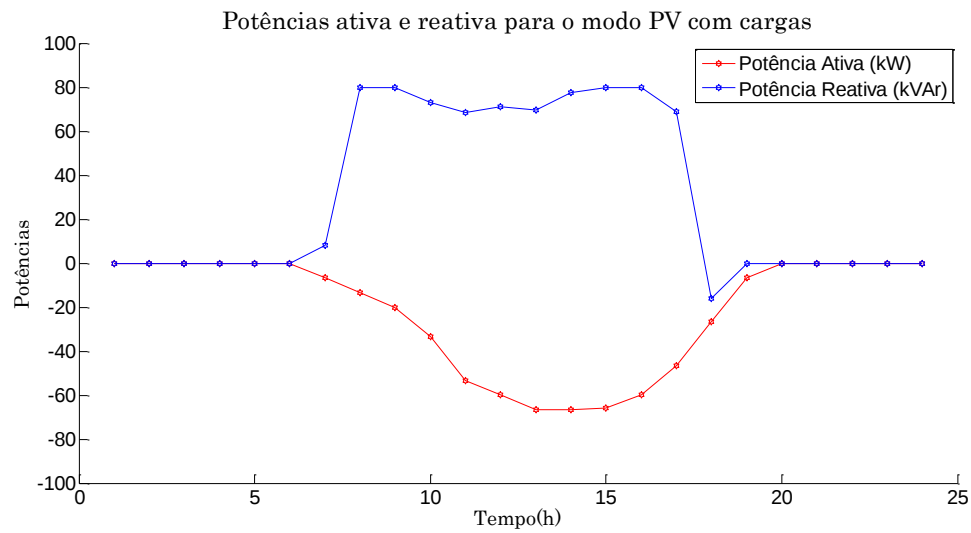


Figura 19- Potência para um gerador no sistema

Fonte: Elaborado pelo autor

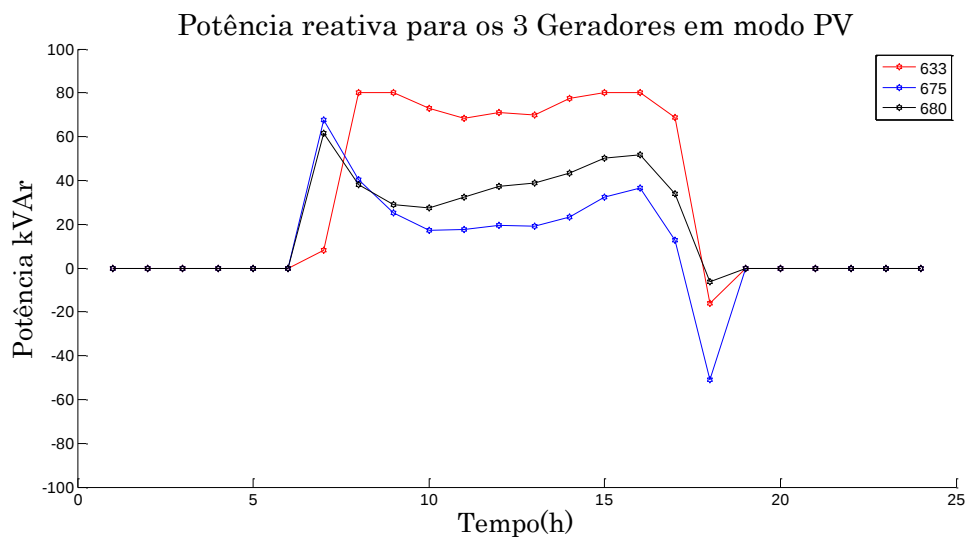


Figura 20- Potência para três geradores no sistema

Fonte: Elaborado pelo autor

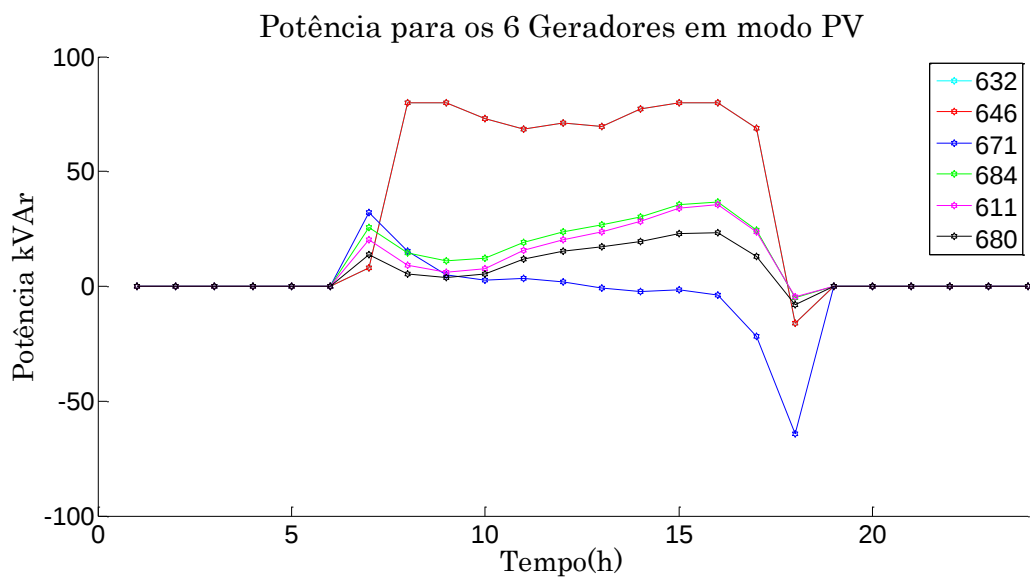


Figura 21- Potência reativa para 6 geradores no sistema

Fonte: Elaborado pelo autor

Obs.: As curvas de potência reativa para os geradores inseridos nas barras 632 e 646 ficaram sobrepostas na Figura 21.

5. RESULTADOS

Neste capítulo serão tratados os resultados obtidos em cada uma das etapas descritas na seção 4.3. Para tanto, explicações, tabelas e gráficos de erros serão descritos.

5.1. Etapa 1 – Comportamento com curva de carga e sem geradores

Nesta etapa foi avaliada uma situação mais próxima do real para um sistema de distribuição de energia elétrica, onde as cargas seguiram uma curva, simulando a demanda diária, descrita na seção 4.4.

A Figura 22 demonstra o comportamento do erro para o método analítico nas 10 barras. Vale ressaltar que o erro para a barra 650 não foi representado em decorrência de seu erro ser nulo.

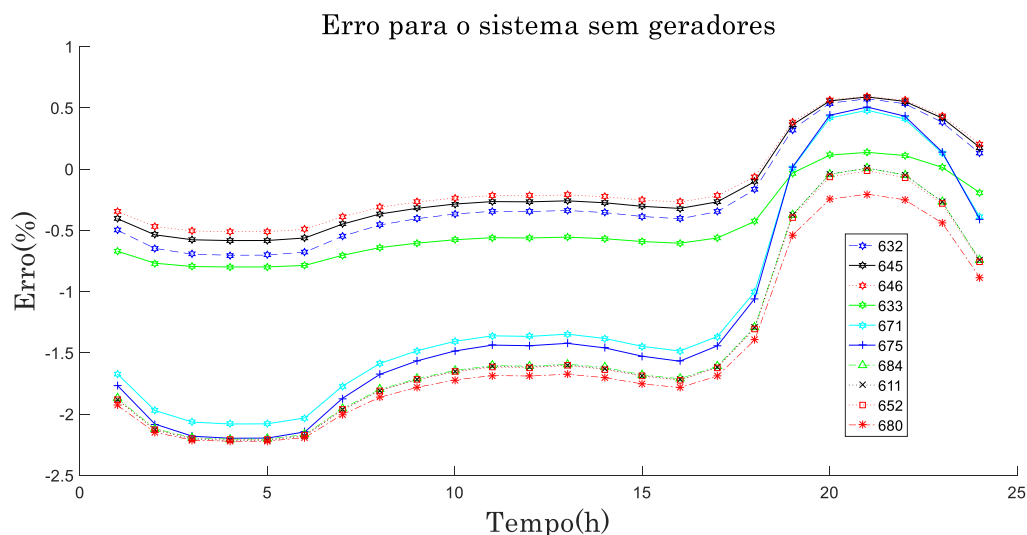


Figura 22 - Erro para sistema com curva de carga sem geradores

Fonte: Elaborado pelo autor

Como se pode notar o erro nas barras não ultrapassou o valor de 2,5%. Esse resultado deve ser considerado relevante do ponto de vista de sistemas de distribuição de energia elétrica, considerando que tolerância segundo ANEEL frente ao valor nominal de tensão que deve estar entre -7% e +5% [4].

“Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR): $0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$ ” [4]

Como descrito na seção 4.3, o erro calculado é relativo ao valor fornecido pelo software OPENDSS. Isto significa que, quando o erro assume um valor negativo, a tensão calculada pelo método está sendo menor que o valor do software.

Percebem-se, pelas curvas dos erros, que as barras 671, 675, 684, 652, 611 e 680 possuem um valor de erro maior em comparação as barras 632, 645, 646 e 633 para quase todo o período simulado, sendo que para os horários de 19-24h, esses valores de aproximam de 0,5%. Para as primeiras, que estão mais afastadas da subestação e mais próximas das maiores cargas, o valor do erro se mantém negativo, enquanto para quatro mais próximas, o valor é positivo. Vale ressaltar que, para a validação do método, é mais interessante que o erro assuma valores negativos, pois a tolerância para valores inferiores a 1,0 p.u. possuem um valor de 7% de erro, enquanto os positivos 1,05 p.u., ou seja, 5% acima do valor nominal.

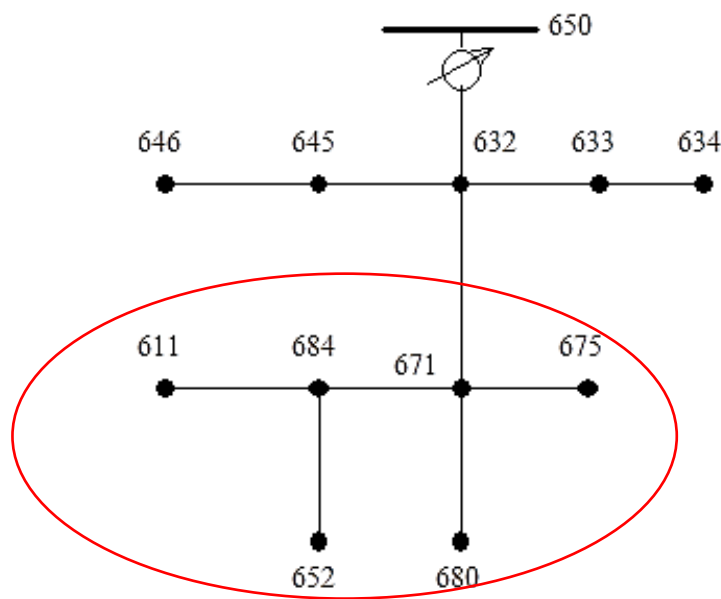


Figura 23 - Barras com maior erro

Fonte: Elaborado pelo autor

5.2. Etapa 2 – Comportamento do erro com curva de carga e gerador modo PQ

Na Etapa 2 serão inseridos no sistema geradores fotovoltaicos com comportamentos já descrito na seção 4.5, considerando ainda as curvas de cargas da etapa dois. O mesmo procedimento será adotado para definir o comportamento do erro para o método em análise e assim, validá-lo quando há a injeção de potência por geradores trabalhando em modo PQ. Os gráficos referentes às situações descritas na seção 4.3.3 estão representados da Figura 24 a Figura 33.

a) Gerador de 200kW na barra 675

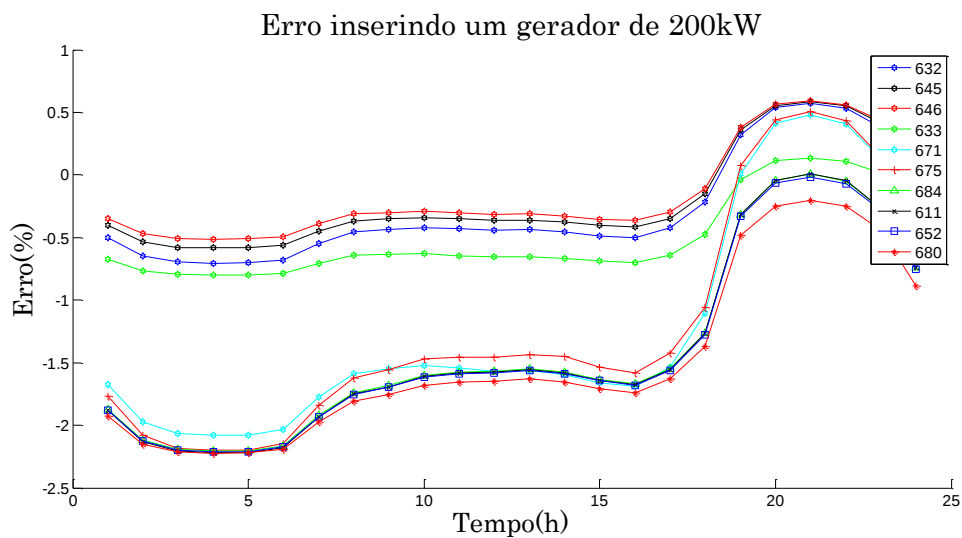


Figura 24 - Erro para 1 gerador de 200kW na barra 675

Fonte: Elaborado pelo autor

b) Gerador de 600kW na barra 675

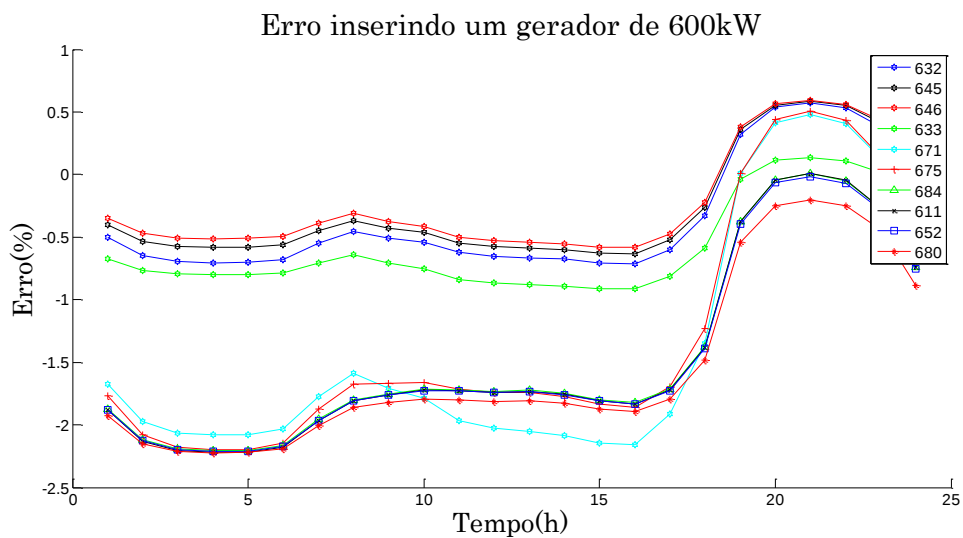


Figura 25 - Erro para 1 gerador de 600kW na barra 675

Fonte: Elaborado pelo autor

c) Gerador de 200kW na barra 680

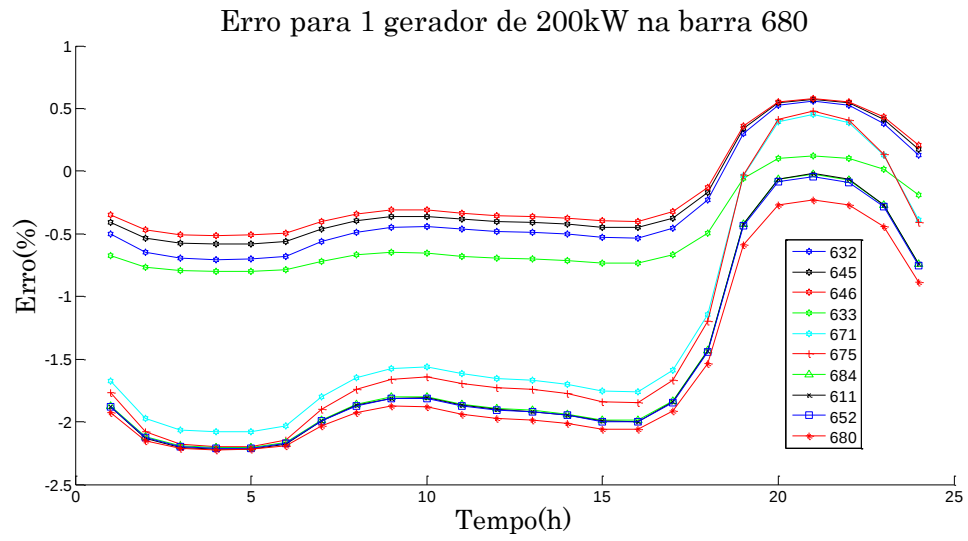


Figura 26 - Erro para 1 gerador de 200kW na barra 680

Fonte: Elaborado pelo autor

d) Gerador de 600kW na barra 680

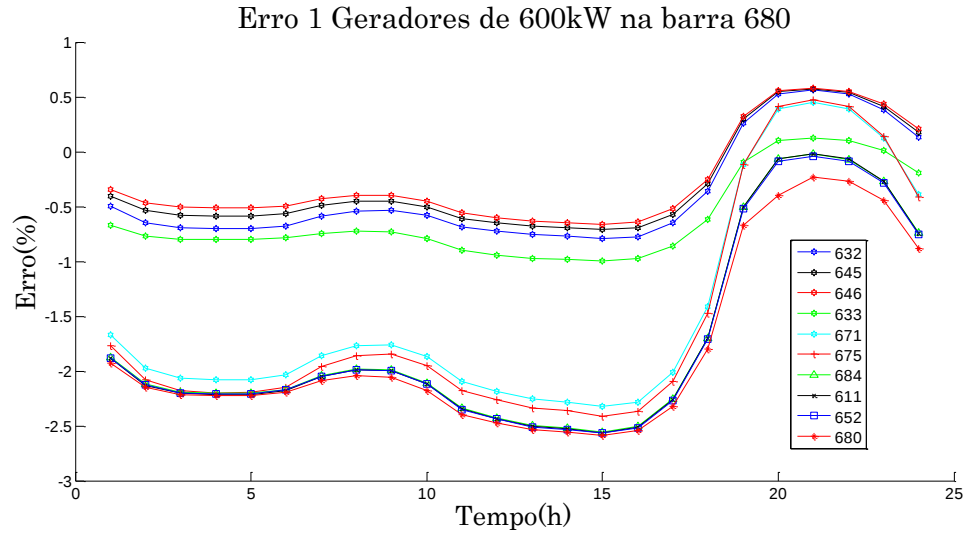


Figura 27 - Erro para 1 gerador de 600kW na barra 680

Fonte: Elaborado pelo autor

e) 1 Gerador de 200+j120kVA na barra 680

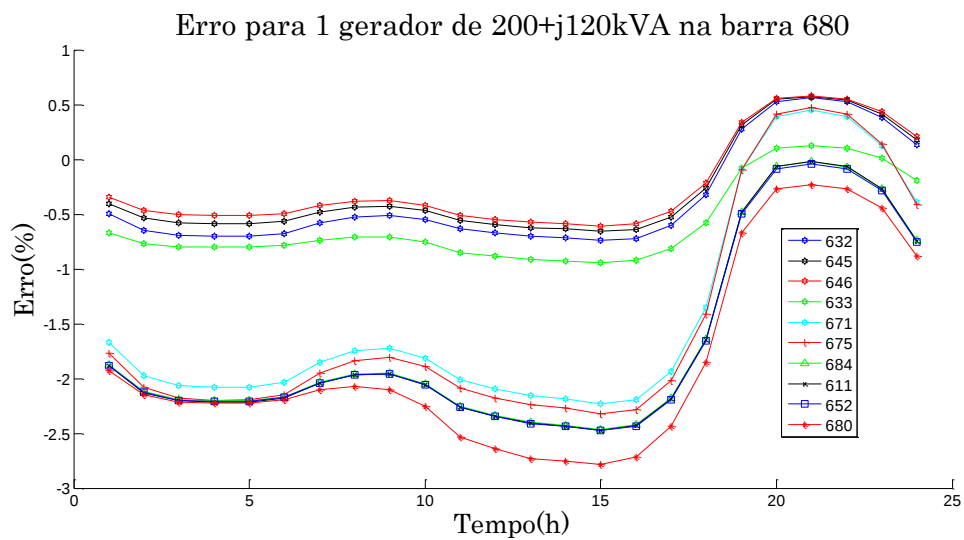


Figura 28 - Erro para 1 gerador de 200+j120kVA na barra 680

Fonte: Elaborado pelo autor

f) 1 Gerador de 600+j360kVA na barra 680

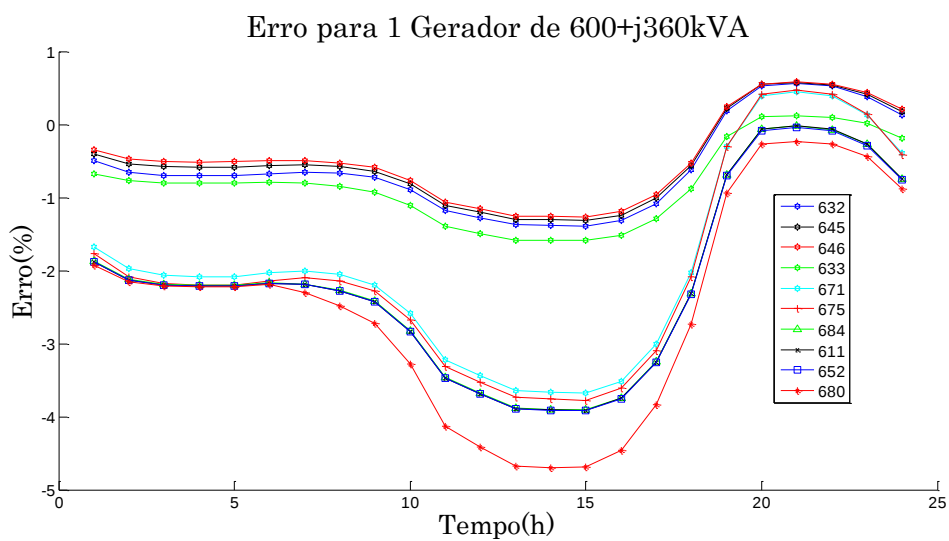


Figura 29 - Erro para 1 gerador de 600+j360kVA na barra 680

Fonte: Elaborado pelo autor

g) 3 geradores de 200+j120kVA nas barras 680 675 633

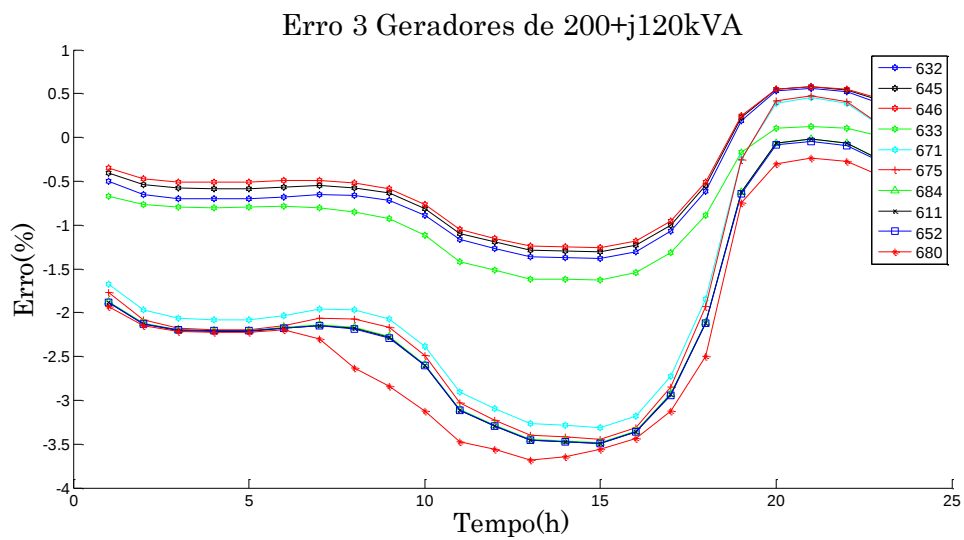


Figura 30 - Erro para 3 geradores de 200+j120kVA na barra 680 675 633

Fonte: Elaborado pelo autor

h) 3 geradores de 600+j360kVA nas barras 680 675 633

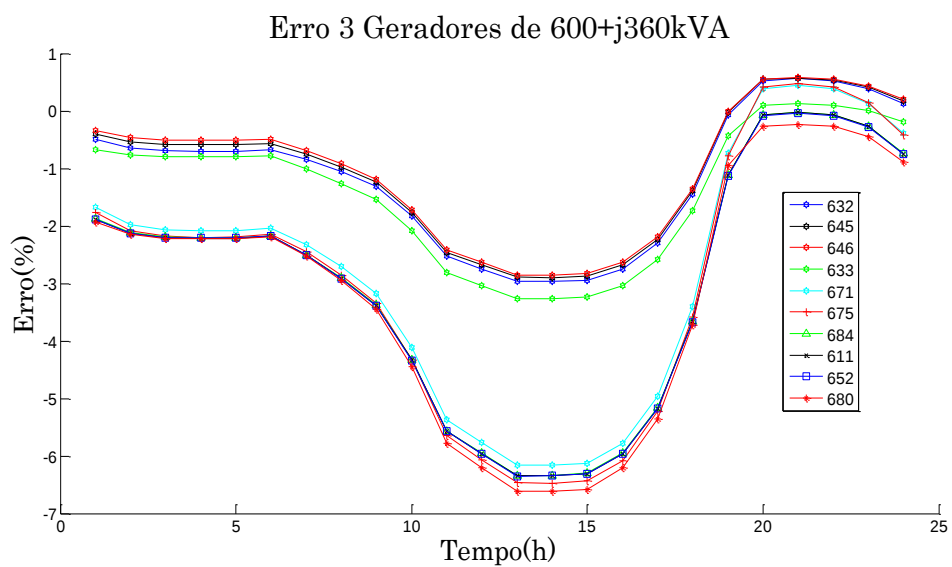


Figura 31 - Erro para 3 geradores de 600+j360kVA na barra 680 675 633

Fonte: Elaborado pelo autor

i) 6 geradores de 200+j120kVA nas barras 611 675 680 633 645 684

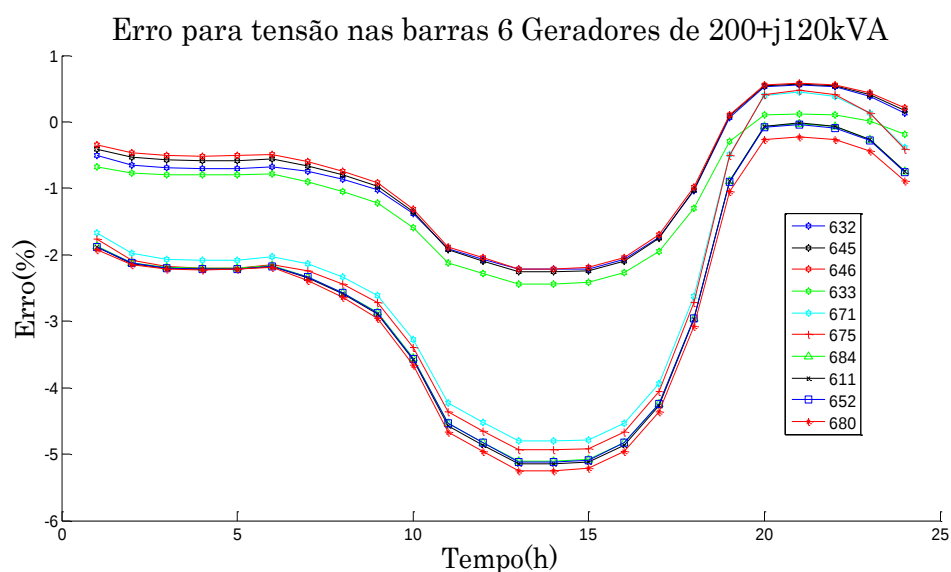


Figura 32 - Erro para 6 geradores de 200+j120kVA nas barras 611 675 680 633 645 684

Fonte: Elaborado pelo autor

j) 6 geradores de 600+j360kVA nas barras 611 675 680 633 645 684

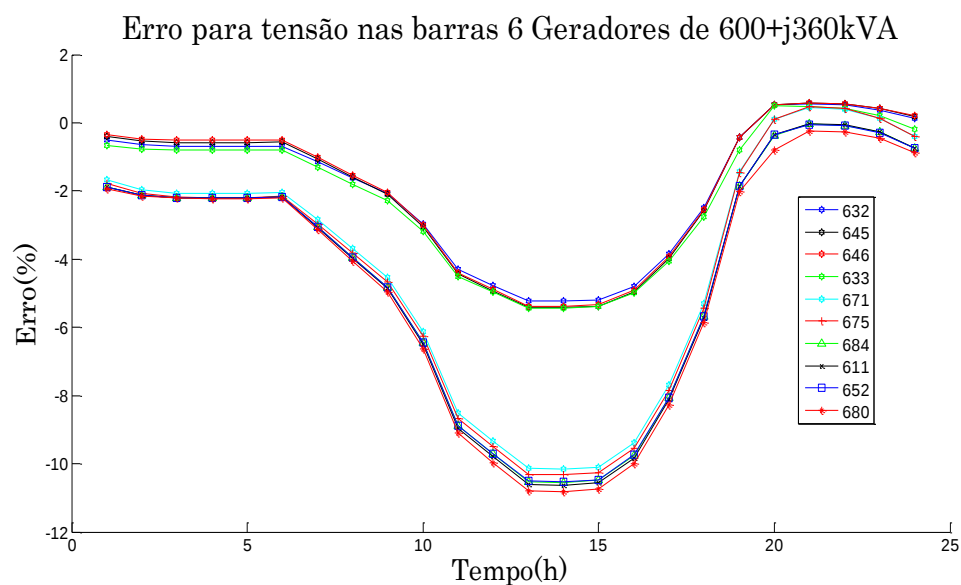


Figura 33 - Erro para 6 geradores de 600+j360kVA nas barras 611 675 680 633 645 684

Fonte: Elaborado pelo autor

Quando se observam os casos de geradores inseridos apenas nas barras 675 e 680, ou seja, comparando as Figura 24, Figura 26 e Figura 27, percebe-se que o erro máximo durante o período de funcionamento do gerador, no caso de aplicação deste na barra 680, onde não há carga, assumiu valores de 2,1% e 2,6%. Já nos casos da barra 675 onde há uma carga equivalente de $1013+j13\text{kVA}$, 1,8% e 2,3%. Para ambas as barras houve um aumento de 0,5% no valor do erro, quando se compara os casos de geradores de 200 e 600kW.

Ao adicionar a injeção de potência reativa na barra 680, ou seja, caso da Figura 28, o erro também não sofreu grandes alterações frente ao caso da Figura 26, onde seu valor máximo ficou abaixo dos 2,2%. Quando se aumenta os valores de injeção de potência para $600+j360\text{kVA}$, o erro atingiu um valor máximo de 2,8%.

Para os casos seguintes, nos quais se aumentou o número de geradores, o cenário passa a se modificar mais significativamente. Quando se comparam 1, 3 e 6 geradores com potência de $200+j120\text{kVA}$ observa-se um aumento no comportamento do erro, pois o formato da curva fica bastante similar a curva de potência do gerador descrito na Figura 18, ou seja, quando o número de geradores no sistema aumenta, o erro também aumenta. Nestes casos os valores máximos para 1, 3 e 6 geradores atingiram, respectivamente, 2,2%, 3,7% e 5,2%.

Adotando casos ainda mais extremos de aplicação de geradores no sistema, têm-se os casos das Figura 29, Figura 31 e Figura 33, ou seja, 1, 3 e 6 geradores de $600+j360\text{kVA}$. Nestas situações verificou-se um aumento bastante significativo, cujos valores máximos atingiram, respectivamente, 4,8%, 6,8% e 11%. Na situação de três ou mais geradores deste valor, o método poderia não ser validado devido ao fato de que o erro ultrapassa a tolerância da ANEEL.

Pôde-se constatar a questão do aumento da magnitude do erro com a injeção de potência. Este se mostrou mais significativo para o caso de um gerador de $600+j360\text{ kVA}$, caso onde o pico do erro chegou a um valor de 11%, para 6 geradores, quando comparado ao caso de um gerador de $200+j120\text{ kVA}$, de 2,2%.

A Figura 34 demonstra o erro máximo em módulo atingido com a porcentagem que a potência injetada pelos geradores representa frente à carga total do sistema.

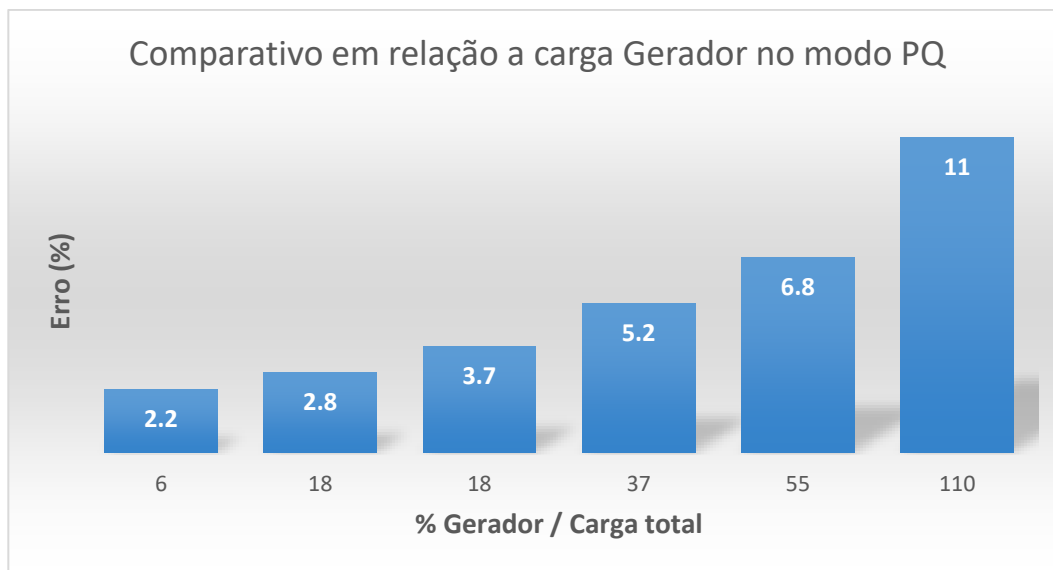


Figura 34- Comparativo do erro máximo para Potência Gerador modo PQ / Carga TOTAL

Fonte: Elaborado pelo autor

Dentre as simulações realizadas para esta etapa, em que os geradores trabalham em modo PQ, pode-se observar que o comportamento do erro passa a seguir o formato da curva da potência dos geradores quando o número deles e suas potências aumentam. Ademais se percebeu, que para o caso do gerador de $600+j360\text{kVA}$, o erro chegou a valores que poderiam invalidar o método, pois para o caso de 3 geradores com esta potência o erro chegou aos 6,8% e para o caso de 6 geradores o valor ultrapassou a tolerância de variação permitida pela ANEEL, chegando a 11%.

Não obstante, é importante notar que estes valores de potência não são factíveis para um caso real de instalação de geradores fotovoltaicos em sistemas de distribuição de energia elétrica quando se analisa a carga total. Nas barras 680 e 684, por exemplo, não existem cargas, mas apenas as barras. No caso de 633, 645 e 611 as cargas possuem valores muito abaixo do valor injetado na rede, tanto de potência ativa quanto de reativa. Até mesmo para o caso da barra 675 que possui uma carga bastante elevada ($1013+j613$), onde se encontra um capacitor de 600kVAr , tem-se na realidade um excesso de potência reativa e ainda sim o gerador está injetando potência reativa. Estes casos extremos foram simulados para se verificar os limites de aplicação do método para sua validação.

5.3. Etapa 3 – Comportamento do erro com curva de carga e gerador modo PV

Na Etapa 3 foi inserido um gerador no modo PV ao sistema, cujo comportamento se faz distinto quando comparado ao descrito ao modo PQ, conforme citado na seção 4.5. No programa OPENDSS, o gerador operando no modo PV se comporta de forma a variar o valor de potência reativa conforme a

variação da carga. Já para a potência ativa, a curva segue valores inseridos em uma variável do software, ou seja, independe do valor da carga ou da potência acumulada.

Da Figura 35 a Figura 46 está demonstrado o comportamento das potências dos geradores e do erro para os casos descritos na seção 4.3.4, considerando os geradores operando em modo PV.

a) Um gerador de 200+j120kVA na barra 680

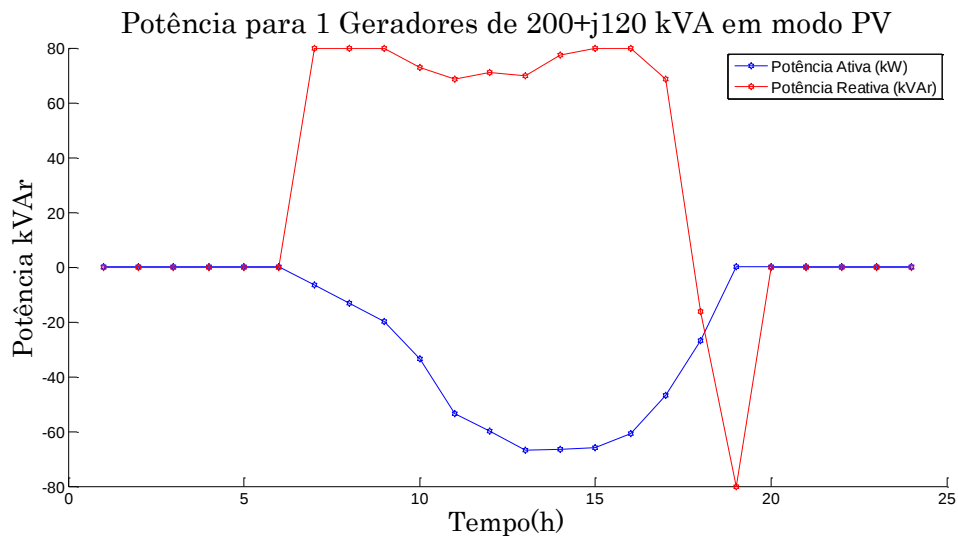


Figura 35 - Potência para 1 gerador de 200+j120kVA na barra 680

Fonte: Elaborado pelo autor

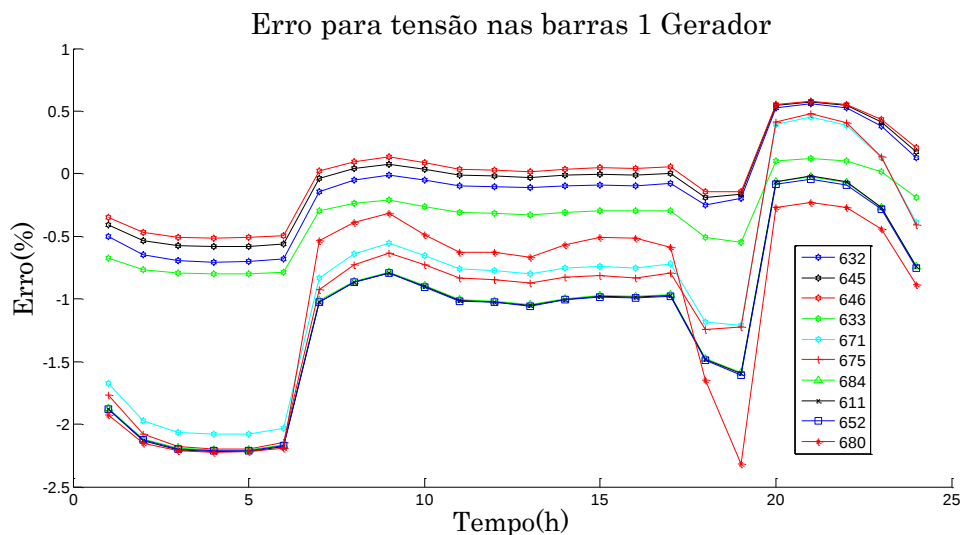


Figura 36- Erro para 1 gerador de 200+j120kVA na barra 680

Fonte: Elaborado pelo autor

b) Um gerador de 600+j360kVA na barra 680

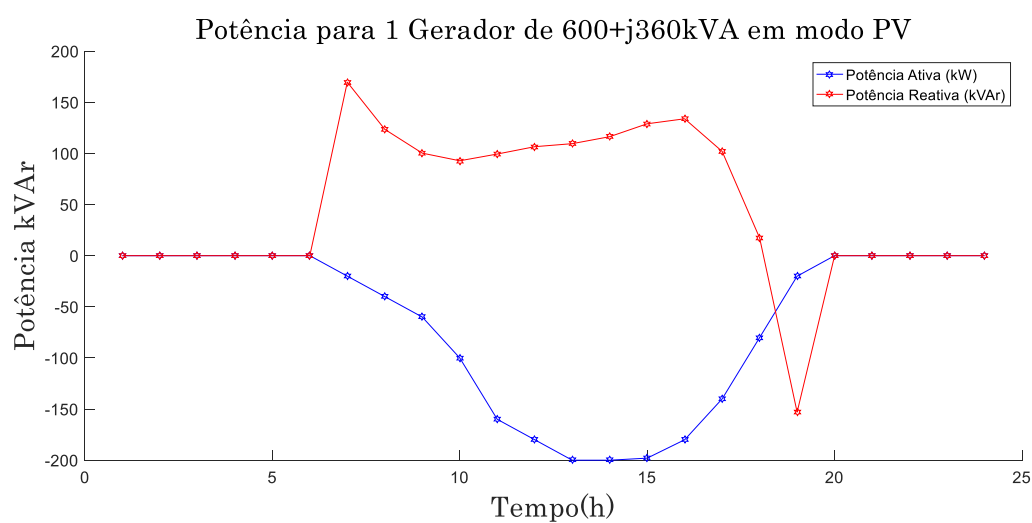


Figura 37 - Potência para 1 gerador de 600+j360kVA

Fonte: Elaborado pelo autor

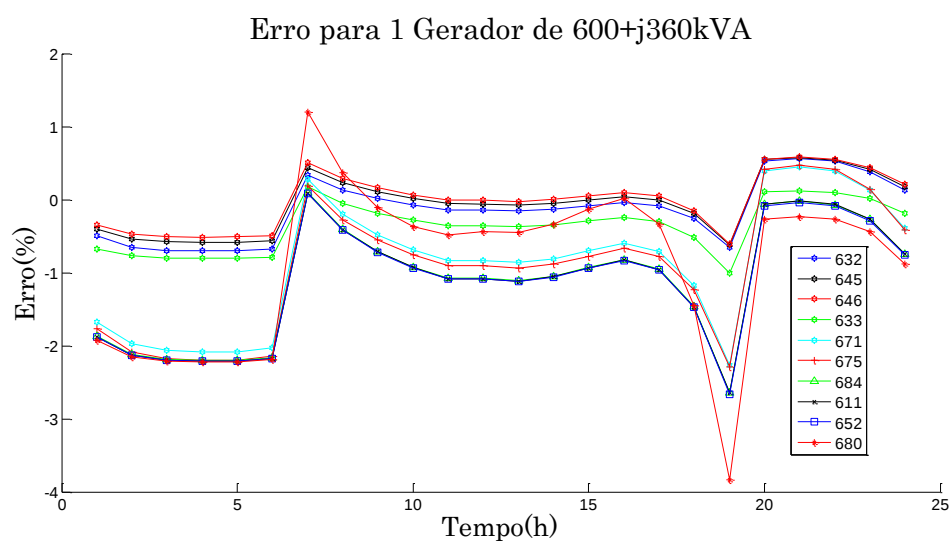


Figura 38- Potência para 1 gerador de 600+j360kVA na barra 680

Fonte: Elaborado pelo autor

c) 3 geradores de 200+j120kVA nas barras 680 675 633

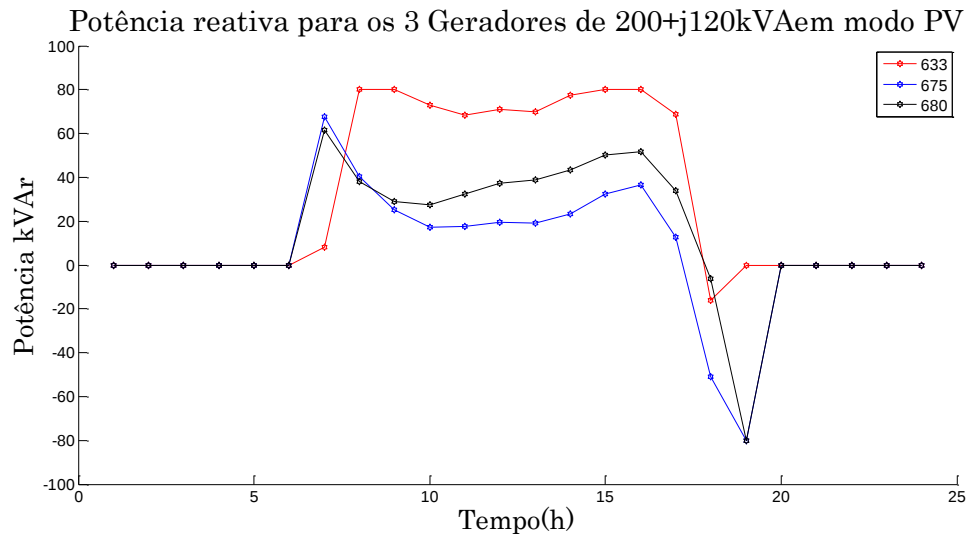


Figura 39 - Potência para 3 geradores de 200+j120kVA nas barras 680 675 633

Fonte: Elaborado pelo autor

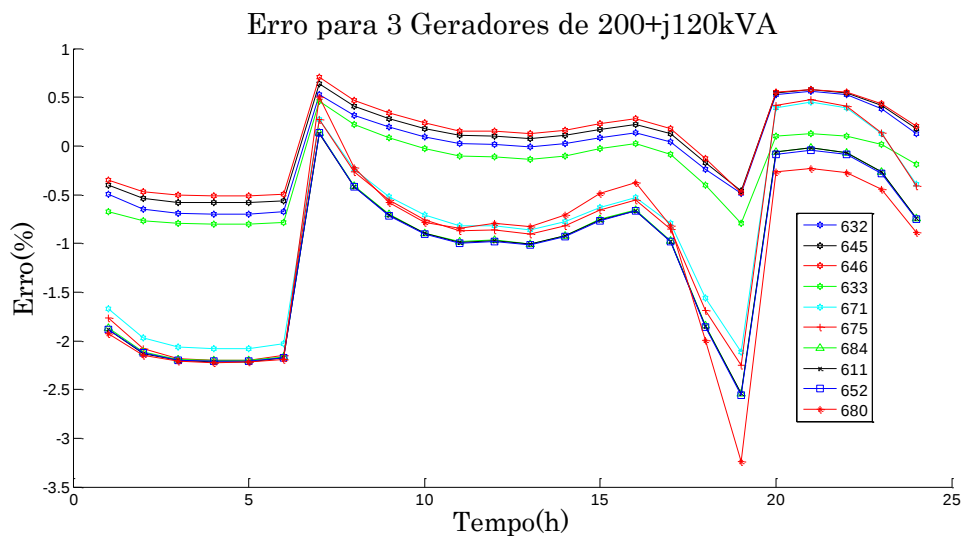


Figura 40- Erro para 3 geradores de 200+j120kVA nas barras 680 675 633

Fonte: Elaborado pelo autor

d) 3 geradores de 600+j360kVA nas barras 680 675 633

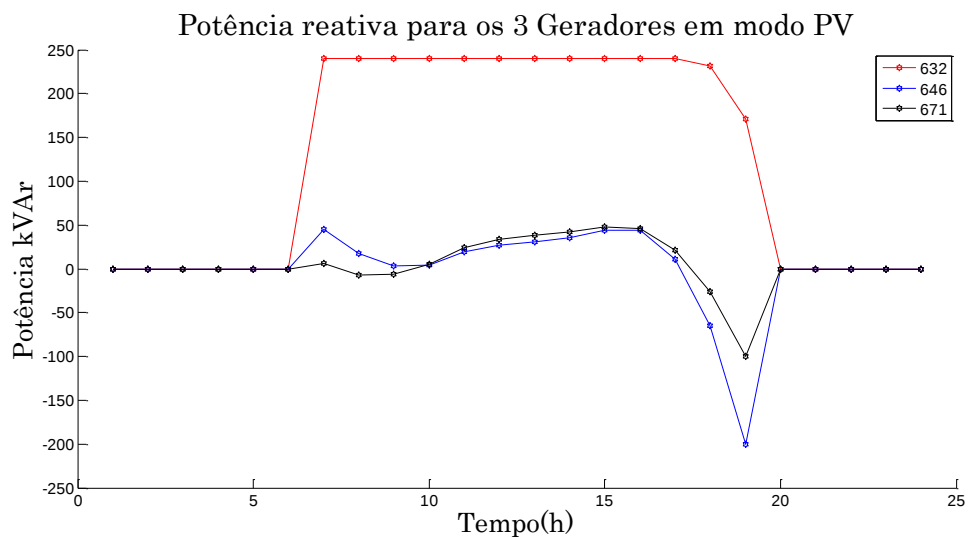


Figura 41 - Potência para 3 gerador de 600+j360kVA nas barras 680 675 633

Fonte: Elaborado pelo autor

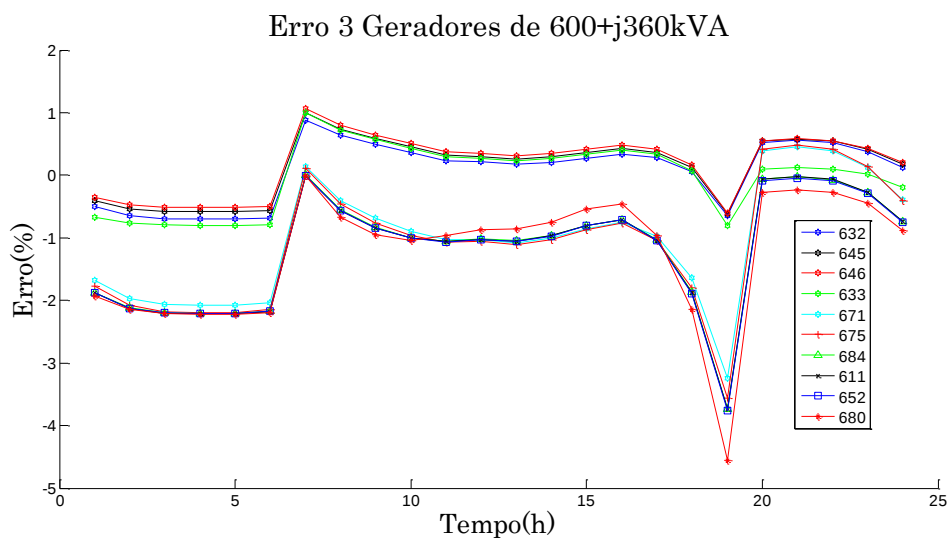


Figura 42- Erro para 3 geradores de 600+j360kVA nas barras 680 675 633

Fonte: Elaborado pelo autor

e) 6 geradores de 200+j120kVA nas barras 611 675 680 633 645 684

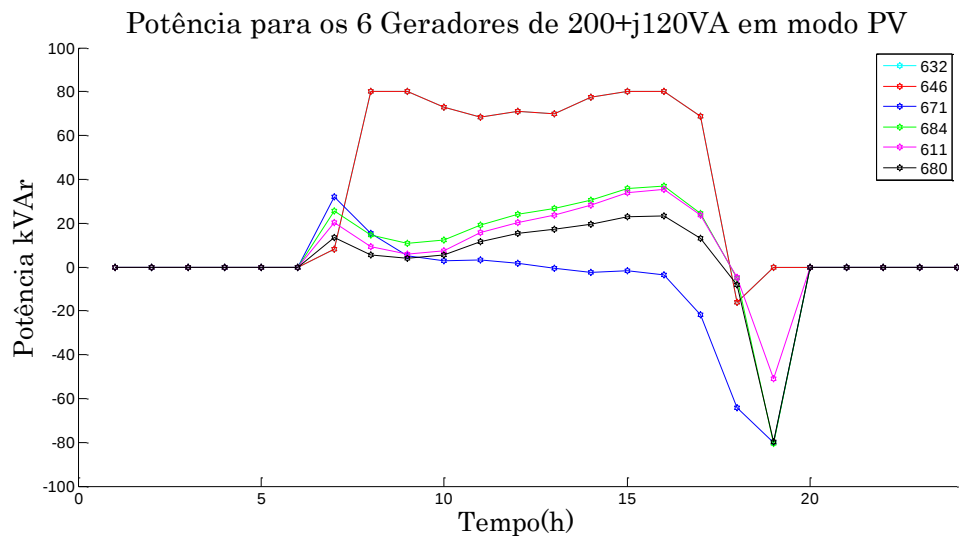


Figura 43 - Potência para 6 geradores de 200+j120kVA nas barras 611 675 680 633 645 684

Fonte: Elaborado pelo autor

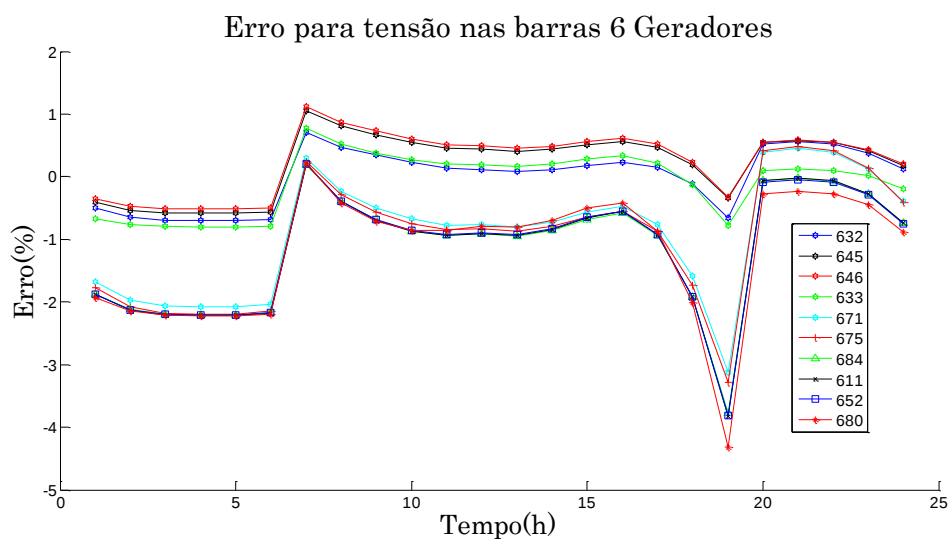


Figura 44- Erro para 6 geradores de 200+j120kVA nas barras 611 675 680 633 645 684

Fonte: Elaborado pelo autor

f) 6 geradores de 600+j360kVA nas barras 611 675 680 633 645 684

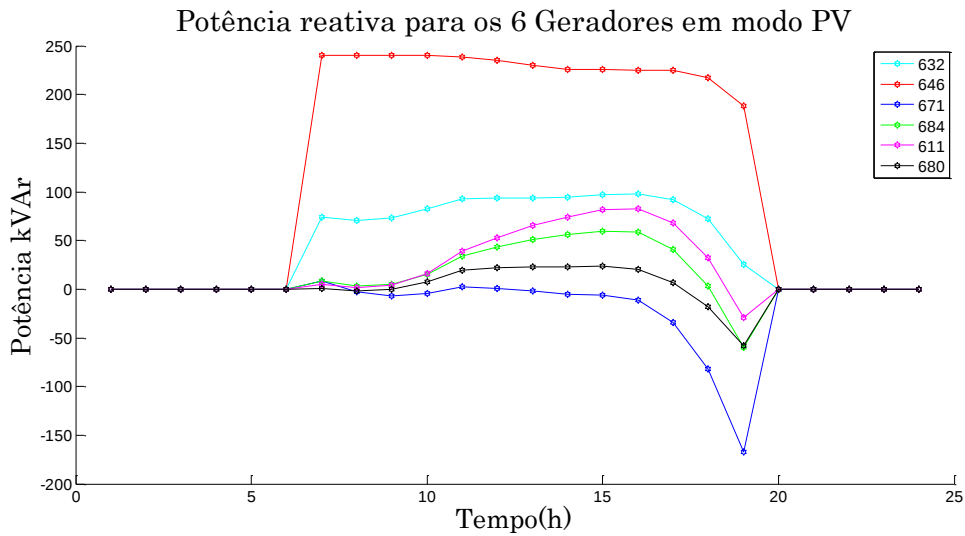


Figura 45 - Potência para 6 geradores de 600+j360kVA nas barras 611 675 680 633 645 684

Fonte: Elaborado pelo autor

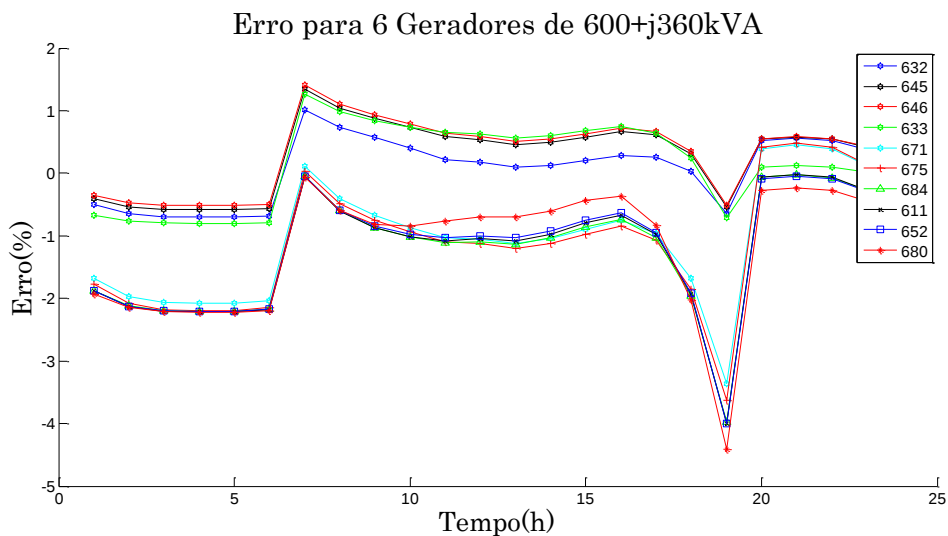


Figura 46- Erro para 6 geradores de 600+j360kVA nas barras 611 675 680 633 645 684

Fonte: Elaborado pelo autor

Para os casos das Figura 36, Figura 37 e Figura 38, pode-se perceber, com exceção do horário 19h que durante o gerador, diferentemente da Etapa 2, não injetou potência reativa, mas sim consumiu, pois seu valor foi positivo. Vale ressaltar que a potência ativa continua seguindo comportamento conforme demonstrado na Figura 18. Para o caso de um gerador de 200+j120kVA e

600 +j360kVA (Figura 36 e Figura 38) obteve-se, respectivamente, um erro máximo de 2,3% e 3,9%. Já para o caso de três geradores de 200+j120kVA (Figura 40) o valor chegou aos 3,3%.

Ao se inserir três geradores de 600 +j360kVA (Figura 42), ocorreu um aumento do erro máximo a um valor de 4,4%, assim como no caso da Figura 44 para o qual foram inseridos seis geradores de 200+j120kVA, este chegou a 4,6%. Na situação de maior extrapolação de injeção de potência no sistema, com seis geradores de 600 +j360kVA (Figura 46) o erro praticamente não se alterou mais, estabilizando em 4,7%.

Um fato interessante ocorrido nesta etapa foi com relação ao ponto que se obteve o máximo erro. Este se manifestou onde há, para o período de funcionamento do gerador, a maior carga do sistema, às 19h. Percebe-se que ele continuaria aumentando caso o gerador injetasse potência nos horários subsequentes, porém para o gerador fotovoltaico essa situação não se aplica.

A Figura 47 demonstra a relação do módulo do erro do método com a porcentagem que a potência aparente injetada pelos geradores representa frente à carga total do sistema.

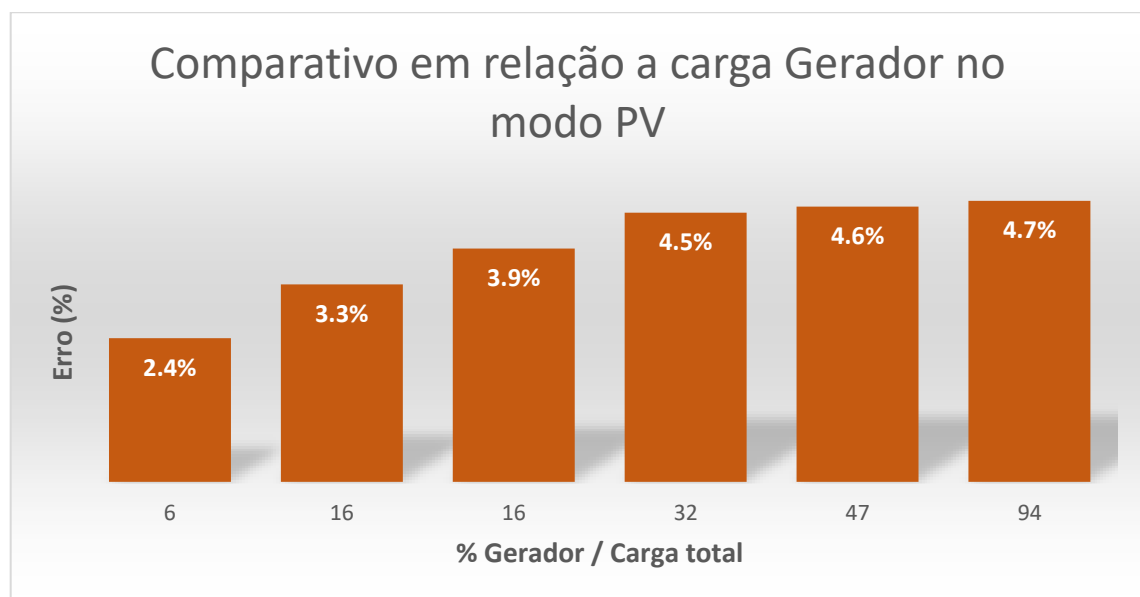


Figura 47 - Comparativo do erro máximo para Potência Gerador modo PV / Carga TOTAL

Fonte: Elaborado pelo autor

Assim como em operação PQ, verificou-se a tendência do erro de seguir o formato da curva de geração dos geradores, principalmente para valores maiores de potência. É importante notar que, neste modo de operação a potência reativa injetada equivalente para todos os geradores é menor que o no caso do modo PQ. Percebe-se nas Figura 41 e Figura 45, por exemplo, que apesar de possuírem, respectivamente, três e seis geradores com um valor de potência reativa máxima de 360kVAr cada, estão injetando às 19h (ponto de maior carga) o equivalente de 140 e 90kVAr.

Diferentemente da Etapa 2, quando se simulou o sistema com geradores trabalhando em modo PQ, verificou-se que o erro, mesmo em casos extremos, como para seis geradores de $600+j360\text{kVA}$ não ultrapassou 5%. Não obstante, vale ressaltar, como citado anteriormente, que neste modo de operação, a potência reativa varia conforme a necessidade do sistema e das cargas, e assim não ultrapassou o valor de 250kVAr para a potência reativa por gerador, enquanto que no caso do modo PQ, esse valor atingiu 360kVAr, ou seja, uma diferença de 40%.

6. CONCLUSÃO

Nesta primeira parte do projeto, o objetivo principal foi à validação do método analítico, desenvolvido no capítulo 3 para diversas situações e verificar, com isso, o comportamento do erro relativo. Esta descrição foi demonstrada no capítulo 5 e perceberam-se características interessantes, como o fato do erro aumentar como aumento do número de geradores e potência destes inseridos no sistema.

Pôde-se analisar desde casos bastante comuns a um sistema elétrico de potência, ou seja, geradores injetando potência a um equivalente de 6 a 20% da carga do total até casos de 55%, que são bastante incomuns. Lembrando que este estudo visa uma fonte de geração que ainda está em desenvolvimento, tanto tecnológico quanto econômico em todo o mundo.

Ainda importante, faz-se a diferenciação dos modos de trabalho PQ e PV dos geradores, principalmente quanto à potência reativa. Percebe-se uma maior influência reativa no comportamento do erro, pois mesmo com os valores de potência ativa sendo mantidos para ambas as operações, PQ e PV, o erro continuou crescendo significativamente para o caso PQ, chegando a 11%, enquanto que no PV, este não ultrapassou 5%.

Foi possível perceber a questão da sensibilidade do método com relação à potência reativa, que causa um aumento bastante significativo na magnitude do erro. Neste ponto é possível identificar que as limitações do método estão relacionadas à quantidade de geradores distribuídos e à injeção de potência ativa e reativa.

Considerando as normas condicionadas pela ANEEL de que o sistema deve fornecer ao consumidor um valor da tensão que varie de 0.93 p.u. a 1.05 p.u. do valor nominal, pôde-se concluir que o método analítico proposto neste projeto se fez válido no sistema estudado para as situações em que o somatório de cargas dos geradores for inferior os 40% da carga total do sistema.

A aplicação da formulação analítica se deu para geradores fotovoltaicos. Existe a possibilidade de este método ser aplicado em estudos envolvendo outras fontes geradoras. Entretanto um estudo mais detalhado precisa ser realizado para identificar os limites com precisão, pois as grandezas de outras fontes como termelétricas ou usinas eólicas são diferentes das trabalhadas neste projeto.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Agência Nacional Energia Elétrica (ANEEL). **Capacidade de Geração do Brasil**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 23 out. 2017.
- [2] Ministério de Minas e Energia (MME). **Energia Solar no Brasil e Mundo Ano de referência – 2015**. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/17+-+Energia+Solar+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2015+%28PDF%29/4b03ff2d-1452-4476-907d-d9301226d26c?version=1.3>>. Acesso em 29 out. 2017
- [3] Ministério de Minas e Energia (MME). **Energia solar fotovoltaica cresceu quase 30% no mundo em 2014**. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 29 out. 2017
- [4] PRODIST(Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) - Módulo 8 Qualidade da energia elétrica. Resolução Normativa nº 482/2012, Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>> e <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 29 out. 2017
- [5] Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE). **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**, 2012. 175 p. (Trabalho de contribuição) São Paulo, 2012.
- [6] ENEL (Ente nazionale per l'energia elettrica). **Parque Lapa começa a operar!** Disponível em: < <https://www.enel.com.br/pr/midia/news/d201706-enel-comea-operao-do-parque-solar-lapa-no-brasil.html>>. Acesso em: 29 out. 2017
- [7] Download software OPENDSS, versão 7.6.3.22 (64-bit build). Disponível em: <<http://sourceforge.net/projects/electricdss/>>. Acesso em: 04 nov. 2017
- [8] GHENSEV, A. **Materiais e processos de fabricação de células fotovoltaicas**, 2006. 154 p. (Monografia). Universidade Federal de Lavras - UFLA, Lavras, 2006.
- [9] CRESESB. **Energia Solar Fotovoltaica**. Disponível em: <http://cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=321>. Acesso em: 24 out. 2017
- [10] PATEL, M. R. **Wind and solar power systems**. 1ª. ed. New York: CRC Press, 1999.
- [11] SMITH, K. C. SEDRA, A. S. **Microeletrônica**. 4ª. ed. Volume 1: Makron Books, 2004.

- [12] OLIVEIRA, F. P. **Célula Fotovoltaica de Silício**. Universidade de São Paulo - USP - Disponível em: <http://www.demar.eel.usp.br/eletronica/2010/Celula_fotovoltaica_de_Si.pdf>. Acesso em: 04 nov. 2017
- [13] VILLALVA, M. G. **Conversor eletrônico de potência trifásico para sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica**. 2010. 268 p. Tese (Doutorado), Universidade de campinas - UNICAMP. Campinas, 2010.
- [14] KYOCERA. Disponível em: <<http://www.kyocera.com.sg/>>. Acesso em: 04 de nov. 2017.
- [15] PALUDO, J.A. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. 2014. 186 p. Dissertação (Mestrado). Universidade de São Paulo - USP, São Carlos, 2014.
- [16] KERSTING, W.H. **Radial Distribution Test Feeders**. 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 01CH37194), 2001, 2, 908-912 vol. 2. DOI: 10.1109/PESW.2001.916993 - Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/testfeeders.pdf> >. Acesso em: 04 de nov. 2017.
- [17] CUNHA, L. S. **Estudo do Comportamento de um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica na de Geração Distribuída via OPENDSS**. 2010. 83 p. Trabalho de conclusão de curso (Graduação). Universidade de São Paulo – USP, São Carlos, 2010
- [18] SUNNY PORTAL. **Publicly Available Plants**. Disponível em: <<http://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPagesPlantList.aspx>>. Acesso em: 23 de outubro de 2017
- [19] KAGAN, N., OLIVEIRA, C.B., e ROBBA, E.J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2ª. ed., 2010.

Bibliografia

- [1] Agência Nacional Energia Elétrica (ANEEL). **Capacidade de Geração do Brasil**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 23 out. 2017.
- [2] Ministério de Minas e Energia (MME). **Energia Solar no Brasil e Mundo Ano de referência – 2015**. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/17+-+Energia+Solar+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2015+%28PDF%29/4b03ff2d-1452-4476-907d-d9301226d26c?version=1.3>>. Acesso em 29 out. 2017
- [3] Ministério de Minas e Energia (MME). **Energia solar fotovoltaica cresceu quase 30% no mundo em 2014**. Disponível em: < <http://www.mme.gov.br> >. Acesso em: 29 out. 2017
- [4] PRODIST(Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional) - Módulo 8 Qualidade da energia elétrica. Resolução Normativa nº 482/2012, Brasília, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>> e <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 29 out. 2017
- [5] Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE). **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**, 2012. 175 p. (Trabalho de contribuição) São Paulo, 2012.
- [6] ENEL (Ente nazionale per l'energia elettrica). **Parque Lapa começa a operar!** Disponível em: < <https://www.enel.com.br/pr/midia/news/d201706-enel-comea-operao-do-parque-solar-lapa-no-brasil.html> >. Acesso em: 29 out. 2017
- [7] Download software OPENDSS, versão 7.6.3.22 (64-bit build). Disponível em: <<http://sourceforge.net/projects/electricdss/>>. Acesso em: 04 nov. 2017
- [8] GHENSEV, A. **Materiais e processos de fabricação de células fotovoltaicas**, 2006. 154 p. (Monografia). Universidade Federal de Lavras - UFLA, Lavras, 2006.
- [9] CRESESB. **Energia Solar Fotovoltaica**. Disponível em: <http://cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=321>. Acesso em: 24 out. 2017
- [10] PATEL, M. R. **Wind and solar power systems**. 1ª. ed. New York: CRC Press, 1999.
- [11] SMITH, K. C. SEDRA, A. S. **Microeletrônica**. 4ª. ed. Volume 1: Makron Books, 2004.

- [12] OLIVEIRA, F. P. **Célula Fotovoltaica de Silício**. Universidade de São Paulo - USP - Disponível em: <http://www.demar.eel.usp.br/eletronica/2010/Celula_fotovoltaica_de_Si.pdf>. Acesso em: 04 nov. 2017
- [13] VILLALVA, M. G. **Conversor eletrônico de potência trifásico para sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica**. 2010. 268 p. Tese (Doutorado), Universidade de Campinas - UNICAMP. Campinas, 2010.
- [14] KYOCERA. Disponível em: <<http://www.kyocera.com.sg/>>. Acesso em: 04 de nov. 2017.
- [15] PALUDO, J.A. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. 2014. 186 p. Dissertação (Mestrado). Universidade de São Paulo - USP, São Carlos, 2014.
- [16] KERSTING, W.H. **Radial Distribution Test Feeders**. 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 01CH37194), 2001, 2, 908-912 vol. 2. DOI: 10.1109/PESW.2001.916993 - Disponível em: <<http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/testfeeders.pdf> >. Acesso em: 04 de nov. 2017.
- [17] CUNHA, L. S. **Estudo do Comportamento de um Sistema de Distribuição de Energia Elétrica na de Geração Distribuída via OPENDSS**. 2010. 83 p. Trabalho de conclusão de curso (Graduação). Universidade de São Paulo – USP, São Carlos, 2010
- [18] SUNNY PORTAL. **Publicly Available Plants**. Disponível em: <<http://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPagesPlantList.aspx>>. Acesso em: 23 de outubro de 2017
- [19] KAGAN, N., OLIVEIRA, C.B., e ROBBA, E.J. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 2ª. ed., 2010.
- [20] OpenDSS PVSystem Element Model - Version 1, 2011. Disponível em: <<http://www.opendds.org/documentation.html>>. Acesso em: 24 out. 2017
- [21] Agência Nacional Energia Elétrica (ANEEL). **Energia Solar**. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar\(3\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/03-Energia_Solar(3).pdf)>. Acesso em 23 out. 2017
- [22] Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB). **Potencial Energético Solar – SunData**. Disponível em: <<http://cresesb.cepel.br/sundata/index.php>> Acesso em: 24 out. 2017

[23] ZILLES, R. **Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos**. 2011. 34 p. (1ª Reunião do Grupo de Trabalho GT-GDSF). Universidade de São Paulo - USP. São Paulo, 2011.

[24] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Technology Roadmap: Solar photovoltaic energy**. Paris, France, p. 48. Oct. 2010.

Disponível em: < https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/pv_roadmap.pdf>
Acesso em: 24 out. 2017.

[25] VARELLA, F. K. O. M. **Estimativa do Índice de Nacionalização dos Sistemas Fotovoltaicos no Brasil**. 2009. 148 p. (Tese de Doutorado). Universidade Estadual de Campinas – UNICAMP. 2009.

[26] CALDEIRA, T. S. **Ufba investe em pesquisas na área de energia solar**. Disponível em: < <http://impressaodigital126.com.br/?p=5598>>. Acesso em: 24 out. 2017

Apêndice

Tabela 3 - Dados das linhas

V _m -V _n	Comprimento (mi)	Modelo de linha	R/mi	X/mi	R (ohm)	X (ohm)
Subestação-650	-	-	-	-	0,035	0,277
650-632	0,2844	601	0,342	1,034	0,097	0,294
632-645	0,095	603	0,884	0,901	0,084	0,086
645-646	0,0568	603	0,884	0,901	0,050	0,051
632-633	0,095	602	0,113	0,349	0,011	0,033
632-671	0,3788	601	0,342	1,034	0,129	0,391
671-675	0,095	606	0,795	0,432	0,076	0,041
671-684	0,0568	604	0,884	0,901	0,050	0,051
684-611	0,0568	605	0,443	0,449	0,025	0,026
684-652	0,1515	607	0,448	0,171	0,068	0,026
671-680	0,1893	601	0,342	1,034	0,065	0,196

Tabela 4 - Cargas constantes

Barra	Potência ativa nas três fases (kW)	Potência reativa nas três fases (kVAr)
633	400	290
645	170	125
646	230	132
652	128	86
671	1155	660
675	843	462
692	170	151
611	170	80

Tabela 5 - Dados transformadores

	kVA	kV - alta	kV - baixa	R -%	X %
Subestação	5000	115 -D	4.16 Gr. Y	1	8

Tabela 6 - Dados capacitores

Barra	Potência Reativa (kVAr)
675	600
611	100