

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS**

Miguel Ferraz Modesto Sampaio Pinto

**Modelagem de funções de inversores inteligentes
executadas por sistemas fotovoltaicos em fluxo de
potência**

São Carlos

2023

Miguel Ferraz Modesto Sampaio Pinto

**Modelagem de funções de inversores inteligentes
executadas por sistemas fotovoltaicos em fluxo de
potência**

Dissertação apresentada à Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Mestre em Ciências - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. João Bosco Augusto London Junior

Trata-se da versão corrigida da dissertação. A versão original se encontra disponível na EESC/USP que aloja o Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica.

São Carlos

2023

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTA 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).

S192m Sampaio, Miguel F. M. P.
Modelagem de funções de inversores inteligentes
executadas por sistemas fotovoltaicos em fluxo de
potência / Miguel F. M. P. Sampaio; orientador João
Bosco Augusto London Junior. São Carlos, 2023.

Dissertação (Mestrado) - Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Área de
Concentração em Sistemas Elétricos de Potência --
Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de
São Paulo, 2023.

1. Funções de inversores inteligentes. 2. Fluxo
de potência. 3. Modelagem. 4. Abordagem unificada. I.
Título.

FOLHA DE JULGAMENTO

Candidato: Bacharel **MIGUEL FERRAZ MODESTO SAMPAIO PINTO**.

Título da dissertação: "Modelagem de funções de inversores inteligentes executadas por sistemas fotovoltaicos em fluxo de potência".

Data da defesa: 14/06/2023.

Comissão Julgadora

Resultado

Prof. Associado **João Bosco Augusto London Junior**
(Orientador)
(Escola de Engenharia de São Carlos – EESC/USP)

Aprovado

Prof. Dr. **Gustavo Marchesan**
(Universidade Federal de Santa Maria/UFSC)

Aprovado

Prof. Dr. **João Alberto Passos Filho**
(Universidade Federal de Juiz de Fora/UFJF)

Aprovado

Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica:
Prof. Associado **Marcelo Andrade da Costa Vieira**

Presidente da Comissão de Pós-Graduação:
Prof. Titular **Carlos De Marqui Junior**

*Esta dissertação é dedicada aos meus pais, Kennedy e Patrícia,
pelo apoio constante
e à minha avó, dona Dadá,
por me ensinar a aprender.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu pai, Kennedy Sampaio, por sempre acreditar no meu potencial, à minha mãe, Patrícia Ferraz, pelos conselhos e amor incondicional, e aos meus irmãos Diego e Germano pelos ensinamentos e fraternidade. Estendo esse agradecimento a toda minha família.

Ao Professor João Bosco Augusto London Jr, pela oportunidade, dedicação, cumplicidade, sábios direcionamentos, paciência e discernimento com os obstáculos ao longo de toda orientação deste trabalho.

À Alice Bertho, minha namorada, pelo amor, apoio, companheirismo e inspiração, e por fazer de São Carlos um terno lar para mim junto à sua família.

Aos amigos do LACOSEP Vitor Melo, Nayara Tolentino, Julio Massignan, Laís Cristina, Etiane Ponciano, Gustavo Henrique, Paul Vargas, Frank Medina, Jullian Zan e demais colegas pelo ambiente amistoso. Por propiciar a ocasião de ensinar e aprender junto, agradeço à Cristhian Oliveira. Em especial, agradeço ao saudoso Rony Aima, por ter sido um exemplo de amizade e vida alegre.

Por fim, agradeço à Universidade de São Paulo e à equipe e professores do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação. Assim como à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro.

“I have spent lots of time on totally useless problems.”

Claude Shannon

RESUMO

Sampaio, M. F. M. P. **Modelagem de funções de inversores inteligentes executadas por sistemas fotovoltaicos em fluxo de potência.** 2023. 118p. Dissertação (Mestrado) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2023.

O crescimento significativo de geração renovável variável pode causar impactos técnicos adversos na rede elétrica. As funções de inversores inteligentes são controles locais recomendados pelo padrão IEEE 1547-2018 com o objetivo de mitigar tais impactos utilizando os próprios recursos conectados por inversores, entre eles os sistemas fotovoltaicos. A fim de adequar as análises de operação, planejamento e controle dos sistemas elétricos, é fundamental o estudo da modelagem dessas funções de inversores inteligentes em fluxo de potência. Entretanto, a teoria de inclusão de controles e limites deve ser ajustada às características particulares desses novos controles, além disso os tradicionais tipos de barras PQ e PV são insuficientes. Este trabalho propôs uma nova modelagem das funções de inversores inteligentes fator de potência fixo, volt-var e volt-watt executadas por um modelo detalhado de sistemas fotovoltaicos em fluxo de potência monofásico Newton-Raphson através da abordagem unificada, na qual o sistema de equações é ampliado. Por sua vez, o modelo proposto representa os principais elementos do sistema fotovoltaico por equações e utiliza de suavização e problema de complementaridade como ferramentas para representar limites e as curvas lineares por partes do volt-var e volt-watt. Utilizando como variáveis de entrada as condições ambientais, o modelo proposto possibilita a obtenção das variáveis internas do sistema fotovoltaico, que são informações importantes em centros de controle bem como para inicializar modelos dinâmicos. Além da modelagem proposta, destacam-se, ainda, como contribuições deste trabalho: (i) revisão e sistematização da teoria de inclusão de controles e limites em fluxo de potência, em abordagens e métodos; e (ii) mapeamento das modelagens em fluxo de potência de sistemas fotovoltaicos e das funções de inversores inteligentes encontradas na literatura. Simulações computacionais realizadas nos sistemas testes 2 barras (gerador único-barramento infinito), IEEE 14 barras e IEEE 30 barras validaram e demonstraram que a modelagem proposta aproveita da característica de convergência do método Newton-Raphson, mantendo um custo computacional viável. Dado a relevância da modelagem utilizada no software OpenDSS e por ela utilizar a abordagem sequencial, tal modelagem foi implementada e comparada com a modelagem proposta. Esses resultados demonstram que a modelagem proposta apresentou maior tempo de execução, porém em um número de iterações menor para diversas configurações. Ambas indicaram robustez numérica semelhante.

Palavras-chave: Funções de inversores inteligentes. Fluxo de potência. Modelagem.

Abordagem unificada.

ABSTRACT

Sampaio, M. F. M. P. **Modelling of photovoltaic systems smart inverter functions in power flow**. 2023. 118p. Dissertation (Master) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2023.

Significant growth of variable renewable generation could cause adverse technical impacts on the power grid. The smart inverters functions are local controls recommended by the IEEE 1547-2018 standard to mitigate such impacts using the resources connected by inverters, including photovoltaic systems. In order to adapt the analysis of operation, planning and control of electrical systems, it is fundamental to study the modeling of these smart inverters' functions in power flow. However, the theory of inclusion of controls and limits must be adjusted to the particular characteristics of these new controls, in addition, the traditional PQ and PV bus types are insufficient. This work proposes a new modelling of the fixed power factor, volt-var and volt-watt smart inverter functions performed by a detailed model of photovoltaic systems in a single-phase Newton-Raphson power flow through the unified approach, in which the system of equations is enlarged. In turn, the proposed model represents the main elements of the photovoltaic system by equations and uses smoothing and complementarity problems as tools to represent limits and linear curves by parts of volt-var and volt-watt. Using the environmental conditions as input variables, the proposed model makes it possible to obtain the internal variables of the photovoltaic system, which are important information in control centres, as well as to initialize dynamic models. In addition to the proposed modeling, the contributions of this work also stand out: (i) review and systematization of the theory of inclusion of controls and limits in power flow, in approaches and methods; and (ii) mapping of the power flow modeling of photovoltaic systems and the smart inverter functions found in the literature. Computational simulations carried out in the 2 buses (single generator-infinite bus), IEEE 14 buses and IEEE 30 buses test systems validated and demonstrated that the proposed modelling takes advantage of Newton-Raphson's convergence characteristic, maintaining a viable computational cost. Given the relevance of the modelling used in the OpenDSS software and because it uses the sequential approach, such modelling was implemented and compared with the proposed modelling. These results demonstrate that the proposed modelling presented a longer execution time in a smaller number of iterations for several configurations. Both indicated similar numerical robustness.

Keywords: Smart inverter functions. Power flow. Modelling. Unified approach.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Série temporal da capacidade instalada e custo total de instalação (contabilizado a inflação) de sistemas fotovoltaicos no mundo. Fonte: (IRENA, 2023)	25
Figura 2 – Estrutura de um sistema FV, os elementos opcionais são apresentados em linhas tracejadas na cor cinza. Fonte: Adaptação de (BLAABJERG; IONEL, 2017)	32
Figura 3 – Modelo ideal e modelo do diodo único do módulo FV. Fonte: Traduzido de (YANG <i>et al.</i> , 2019).	33
Figura 4 – Ilustração da característica IxV e do MPP (a) e dos efeitos da variação das condições ambientais, irradiância incidente (b) e temperatura no módulo FV (c).	34
Figura 5 – Estrutura geral dos controles do inversor estágio único em um sistema FV. Fonte: Adaptado de (YANG <i>et al.</i> , 2019; HOWLADER <i>et al.</i> , 2018).	37
Figura 6 – Estrutura típica de uma planta FV. Fonte: Traduzido de (WECC Modeling and Validation WorkGroup, 2019).	37
Figura 7 – Perfis de tensão diário das barras de um SD para dois níveis de penetração de sistemas FV. Os níveis de tensão máximo e mínimo são indicados nas linhas vermelhas tracejadas. Fonte: (PROCOPIOU; PETROU; OCHOA, 2020).	40
Figura 8 – Ilustração genérica da curva VV.	42
Figura 9 – Ilustração genérica da curva VW.	43
Figura 10 – Fluxograma do método NR para o problema de fluxo de potência.	45
Figura 11 – Fluxograma da abordagem sequencial para inclusão de controles e limites no fluxo de potência. Fonte: adaptado de (FERNANDEZ-PEREZ; CERESO; RODRIGUEZ, 2018).	47
Figura 12 – Exemplo de suavização para a curva de potência reativa da barra PV.	53
Figura 13 – Representação de dois pontos de operação distintos, P_1 e P_2 , para uma barra com o controle Volt-Var e outra como barra PV, respectivamente. Fonte: Adaptado de (SARMIENTO, 2016).	60
Figura 14 – Esquemático da configuração do sistema FV utilizado na modelagem proposta. Destacado em vermelho as novas variáveis de estado. Fonte: adaptado de (JUAREZ <i>et al.</i> , 2018).	64
Figura 15 – Fluxograma da abordagem proposta.	69
Figura 16 – Representação do elemento PVSsystem no OpenDSS. Fonte: Adaptado de (RADATZ, 2020).	72

Figura 17 – (a) Fluxograma. (b) apresenta um exemplo ilustrativo do funcionamento da modelagem DFE para a função inteligente VV. Sendo $\Delta Q = (q_{Dend} \times Q_{base} - Q_{ac})$	73
Figura 18 – Gerador único-barramento infinito com equivalente de Thévenin.	79
Figura 19 – Esquemático do sistema teste IEEE14 com sistemas FV (IEEE14-FVs).	79
Figura 20 – Esquemático do sistema teste IEEE30 com sistemas FV (IEEE30-FVs).	79
Figura 21 – Pontos de operação obtidos utilizando FPF $fp = 0,95$ para diferentes níveis de irradiação. Demonstrando o efeito da prioridade watt.	82
Figura 22 – Pontos de operação obtidos utilizando VV para diferentes tensões V_1 . Em detalhe o efeito da suavização.	82
Figura 23 – Pontos de operação obtidos utilizando VW para diferentes tensões V_1	83
Figura 24 – Curva de convergência da configuração 2B-VV-A.	84
Figura 25 – Curvas de convergência para as seis configurações simuladas no sistema teste IEEE30.	88
Figura 26 – Comparação do custo computacional (a) e número de iterações (b) entre a modelagem proposta e DFE.	90
Figura 27 – Comparação das curvas de convergências entre a modelagem proposta e DFE para três sistemas teste: (a) 2B-VV-A; (b) IEEE14-FVs; (c) IEEE30-FVs.	91
Figura 28 – Comparação da robustez numérica das modelagens para IEEE30-FVs.	91
Figura 29 – Esquemático das injeções de potência em uma barra, indicando a convenção de sinais. Fonte: Adaptado de (MONTICELLI, 1983).	110
Figura 30 – Esquemático de uma seção de rede radial.	114

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resumo do mapeamento das modelagens. Abreviações utilizadas na tabela: NC (Não Consta); Abord.: Seq. (Sequencial), Uni. (Unificada); Método: DR (Desacoplado Rápido), Tri. (Trifásico), Mono. (Monofásico), Próprio significa outros métodos além do NR e VDI.	55
Tabela 2 – Equação de Δg_{Q_g} a depender da função de inversor inteligentes.	66
Tabela 3 – Parâmetros da curva VV recomendados pelo padrão IEEE1547-2018 e os utilizados neste trabalho, Q_i^*	78
Tabela 4 – Parâmetros da curva VW recomendados pelo padrão IEEE1547-2018 e utilizados neste trabalho.	78
Tabela 5 – Parâmetros das configurações simuladas.	80
Tabela 6 – Resultados pós POI das sete configurações para o sistema teste 2 barras.	84
Tabela 7 – Resultados da modelagem proposta para as configurações com 1 sistema FV no sistema teste IEEE30.	85
Tabela 8 – Resultados da modelagem proposta para os 5 sistemas FV da configurações IEEE30-FVs.	86
Tabela 9 – Tempo de execução médio, $t_{médio}$, e desvio padrão, σ , de 10 simulações. Sendo t_{base} a média para o sistema teste IEEE30 padrão, última linha.	87
Tabela 10 – Número de iterações total, v , e parcial, v_{parc} . Sendo v_{base} o número de iterações para o sistema teste IEEE30 padrão, última linha.	88
Tabela 11 – Resultados pós POI para a modelagem proposta (prop.) e a DFE na configuração IEEE30-VV-A.	89
Tabela 12 – Resumo da comparação entre modelagens.	92

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AT	Alta Tensão
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
BC	Banco de Capacitores
DFE	Direto Fator de Escala
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FACTS	<i>Flexible Alternate Current Transmission System</i>
FPF	Fator de Potência Fixo
FV	Fotovoltaico
HC	<i>Hosting Capacity</i>
IBR	<i>Inverter-Based Resource</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
MCP	<i>Mixed Complementarity Problem</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MT	Média Tensão
NCP	<i>Non-linear Complementarity Problem</i>
NR	Newton-Rapshon
OLTC	<i>On-Load Tap Changer</i>
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
POI	<i>Point Of Interconnection</i>
PSAT	<i>Power System Analysis Tool</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>

RED	Recursos Energéticos Distribuídos
RMS	<i>Root Mean Square</i>
RT	Regulador de Tensão
SD	Sistema de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
VDI	Varredura Direta/Inversa
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>
VV	Volt-Var
VW	Volt-Watt

LISTA DE SÍMBOLOS

G	Irradiação incidente
T	Temperatura da célula
P_{fv}	Potência de saída do arranjo fotovoltaico
v_{fv}	Tensão de saída do arranjo fotovoltaico
i_{fv}	Corrente de saída do arranjo fotovoltaico
v_{CC}	Tensão de saída do conversor CC-CC
v_I	Tensão de saída do inversor
P_g	Potência ativa de saída do sistema fotovoltaico
Q_g	Potência reativa de saída do sistema fotovoltaico
v_g	Tensão de saída do sistema fotovoltaico
i_{ph}	Fotocorrente
I_{sc}	Corrente de curto-circuito do módulo fotovoltaico
i_s	Corrente de saturação do diodo
K_I	Coefficiente de temperatura de I_{sc}
v_t	Tensão térmica
V_{oc}	Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico
K_V	Coefficiente de temperatura de V_{oc}
a	Constante de idealidade do diodo
k	Constante de Boltzmann
q	Carga do elétron
N_{ss}	Número de módulos FV em série no arranjo FV
N_{pp}	Número de subarranjos FV em paralelo no arranjo FV
m	Índice de modulação do inversor
α	Ângulo de disparo do inversor

v_I^1	Harmônica principal da tensão no terminal do inversor
ω_0	Frequência angular da rede
K_{inv}	Constante do inversor
V_i	Magnitude do fasor de tensão na barra i
θ_i	Ângulo do fasor de tensão na barra i
fp	Fator de potência
Q_{disp}	Potência reativa disponível no inversor
S_{nom}	Capacidade nominal do inversor
P_{nom}	Potência nominal do arranjo FV na STC
x	Vetor de variáveis de estado
$g(x)$	Vetor de equações de resíduo
$J(x)$	Matriz Jacobiana
ϵ	Tolerância para convergência do método NR
v	Número de iteração do laço de fluxo de potência
k	Número de iteração do laço de controle
u	Variável de controle
y	Variável controlada
β	Relação de sensibilidade ou <i>feedback gain</i>
δ	Fator de escala
x_{modelo}	Variáveis de estado que representam o modelo interno
$h(x)$	Vetor das novas equações de resíduo na abordagem unificada
x_{rd}	Variáveis de estado clássicas, $x_{rd} = [\theta V]^T$
x_n	Novas variáveis de estado na abordagem unificada
$\gamma()$	Função de mérito Fischer-Burmeister suave
x_{fv}	Variáveis de estado do modelo interno do sistema FV
x_{NCP}	Variáveis de folga da formulação do problema de complementaridade não-linear

$P_{c,m}$	Carga ativa especificada para a barra m
$f(x)$	Vetor de equações de resíduo estendido
η	Eficiência do inversor
ξ_c	Variável de folga para o limite da capacidade nominal do inversor
Q_g^{LI}	Variável de folga para o limite inferior de potência reativa (FPF)
Q_g^{LS}	Variável de folga para o limite superior de potência reativa (FPF)
P_g^{LS}	Variável de folga para o limite superior de potência ativa (VW)
$P_g^{VW,LI}$	Variável de folga para o limite inferior da curva VW
$P_g^{VW,LS}$	Variável de folga para o limite superior da curva VW
P_g^{max}	Variável de estado para definir o potência ativa limite especificada pela curva VW
ϵ_{parc}	Tolerância parcial para o solução do sistema 1
v_{parc}^{lim}	Número de iterações limite para o sistema 1
v_{mon}	Tensão monitorada

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	25
1.1	Motivação	25
1.2	Objetivos	27
1.3	Organização da dissertação	28
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	31
2.1	Sistemas fotovoltaicos	31
2.1.1	Estrutura	31
2.1.2	Impactos adversos	37
2.2	Funções de inversores inteligentes	39
2.2.1	Fator de potência fixo	41
2.2.2	Volt-var	42
2.2.3	Volt-watt	43
2.2.4	Efeitos na operação	44
2.3	Inclusão de controles e limites em fluxo de potência	45
2.3.1	Abordagem sequencial	46
2.3.2	Abordagem unificada	49
2.4	Mapeamento das modelagens	53
2.4.1	Modelos de sistemas FV	57
2.4.2	Modelos das funções de inversores inteligentes	59
2.5	Considerações finais	61
3	METODOLOGIA PROPOSTA	63
3.1	Modelagem proposta	63
3.2	Modelagem direto fator de escala	71
3.3	Considerações Finais	75
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	77
4.1	Sistemática de avaliação	77
4.2	Validação e exemplo didático	81
4.3	Ilustração da modelagem	84
4.4	Comparação entre modelagens	88
4.5	Considerações finais	91
5	CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS	95

REFERÊNCIAS	99
-----------------------	----

APÊNDICES	107
-----------	-----

APÊNDICE A – FLUXO DE POTÊNCIA	109
--	-----

A.1	Newton-Raphson	109
-----	--------------------------	-----

A.2	Varredura Direta Inversa	114
-----	------------------------------------	-----

A.3	Controles e limites tradicionais	116
-----	--	-----

1 INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

Nos últimos anos, a inserção de fontes de energia renováveis nas redes elétricas teve um crescimento significativo, motivado, principalmente, pela redução de custos e pelo combate às mudanças climáticas (RINGKJØB; HAUGAN; SOLBREKKE, 2018). Dentre essas fontes, destaca-se a energia solar Fotovoltaica (FV) que ultrapassou 1 TW de capacidade instalada no mundo em 2022. Conforme ilustrado na Figura 1, a capacidade instalada de energia solar FV cresceu aproximadamente 9,3 vezes de 2010 a 2022, e os custos de instalação reduziram 81% entre 2010 e 2020 (IRENA, 2023).

No Brasil, os sistemas FV seguem a mesma tendência. Em 2021, a expansão da capacidade instalada de energia solar FV conectada em sistemas de distribuição (SDs), denominados micro e minigeração distribuída, foi de 3,9 GW, a maior entre todas as fontes. No cenário mais otimista, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) prevê que a capacidade instalada total de geração distribuída FV alcançará 45,2 GW em 2032 (EPE, 2022). Em relação aos sistemas FV de grande porte conectados ao sistema de transmissão, a EPE prevê uma capacidade instalada de até 91 GW em 2050 (EPE, 2020). Atualmente, fevereiro de 2023, a capacidade instalada total é de 26 GW (ABSOLAR, 2023).

Essa crescente penetração de sistemas FV amplia o desafio de manter a qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia elétrica. Pois, devido a dependência das condições ambientais da geração FV, o pico das curvas de geração pode não coincidir

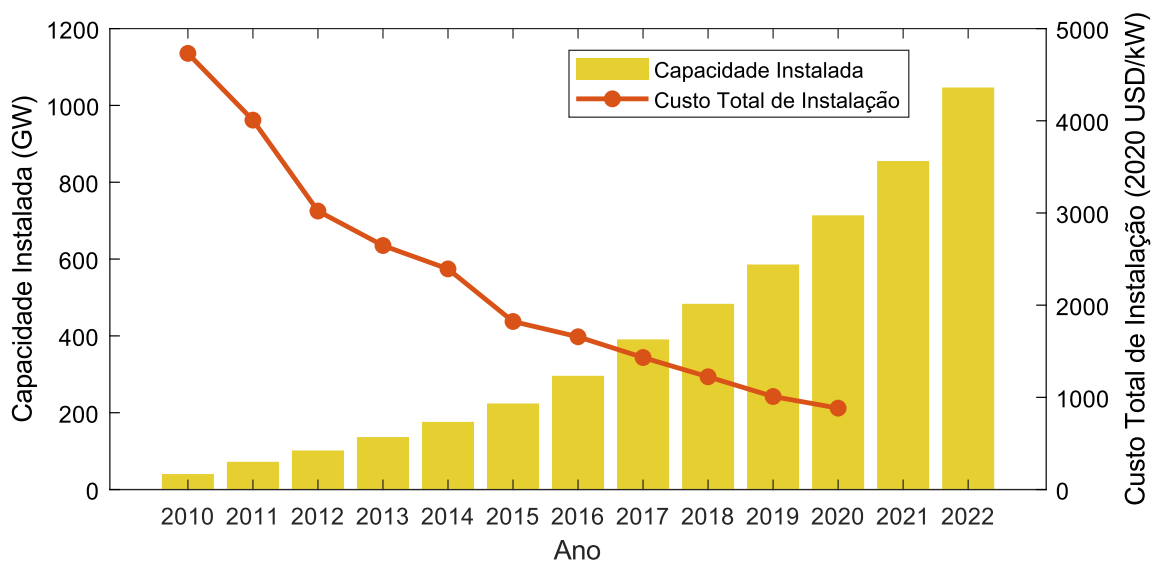


Figura 1 – Série temporal da capacidade instalada e custo total de instalação (contabilizado a inflação) de sistemas fotovoltaicos no mundo. Fonte: (IRENA, 2023)

com o da carga, incerteza no curto prazo, interface por eletrônica de potência e controles tradicionais, e.g., rastreamento do máximo ponto de potência (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*) e fator de potência unitário, a geração FV pode causar os seguintes impactos adversos na rede: problemas de tensão, redução da inércia, sobrecarregamento, redução da vida útil dos equipamentos de regulação de tensão, interação entre controles, e desafios na proteção (TOLMASQUIM *et al.*, 2019; RADATZ *et al.*, 2020b; WALLING *et al.*, 2008; KROPOSKI *et al.*, 2017; SUN *et al.*, 2019; VOVOS *et al.*, 2007). Apesar dos impactos técnicos serem inicialmente proeminentes nos SDs, em níveis de penetração elevados, o sistema de transmissão também é afetado (TOLMASQUIM *et al.*, 2019; EFTEKHARNEJAD *et al.*, 2013; SUN *et al.*, 2019). Dessa forma, caso não sejam estudados e mitigados, esses impactos técnicos podem limitar a geração e a penetração de sistemas FV (WALLING *et al.*, 2008; KROPOSKI *et al.*, 2017).

Nesse contexto, uma das propostas que surgiram para mitigar tais impactos foi utilizar a capacidade da interface por inversor do próprio sistema FV para regular ativamente a rede, de forma rápida, autônoma e local. Uma das denominações desses novos controles é função de inversor inteligente (VARMA, 2022; SEAL, 2016). Ao atenuar os impactos, elas possibilitam ampliar os limites de geração e penetração de sistemas FV e até aprimorar a estabilidade e confiabilidade da rede (EFTEKHARNEJAD *et al.*, 2013; PROCOPIOU; PETROU; OCHOA, 2020; ZHAO *et al.*, 2018; MORJARIA *et al.*, 2014). Esses benefícios motivaram a revisão no padrão IEEE 1547, referência para interconexão de recursos energéticos distribuídos (REDs), que a partir de 2018 passou a recomendar as funções de inversores inteligentes (IEEE SA, 2018). O padrão IEEE 2800-2022 (IEEE SA, 2022) recomenda a regulação da rede executada por sistemas FV de grande porte conectados em sistemas de transmissão. Vale lembrar que antes dessas alterações recomendava-se que os sistemas FV operassem com fator de potência unitário, pois apenas cenários de baixa penetração eram considerados. À vista disso, as normas de distribuidoras começaram a requisitar as funções de inversores inteligentes (RAHIMI *et al.*, 2017; QURESHI; GRIJALVA; RENO, 2018), por exemplo, Rule 21 na Califórnia-EUA (COMMISSION, 2016), AS/NZS 4777.2 na Vitória-AUS (PROCOPIOU; PETROU; OCHOA, 2020) e CSA C22.3 No.9 no Canadá (NINAD *et al.*, 2019). Na América Latina, entretanto, a adoção ainda é incipiente (GIL *et al.*, 2020).

Dado a relevância das funções de inversores inteligentes nos sistemas elétricos modernos, é fundamental que elas estejam modeladas adequadamente nas ferramentas de análise, principalmente, no fluxo de potência. A partir de uma modelagem adequada é possível realizar estudo para compreender seus benefícios e impactos, dessa forma possibilitando uma maior adoção (USTUN; HASHIMOTO; OTANI, 2019; SARMIENTO, 2016; STEWART *et al.*, 2015). Apesar de a teoria de inclusão de controles e limites convencionais no fluxo de potência ser consolidada (STOTT, 1974; MONTICELLI, 1983), as características particulares das funções de inversores inteligentes demandam modela-

gens específicas (SEAL, 2016; SARMIENTO, 2016; ALLISON; OVERBYE; WEBER, 2021). Além disso, os tradicionais tipos de barras PQ e PV são insuficientes para tal fim (STEWART *et al.*, 2015; USTUN; HASHIMOTO; OTANI, 2019; REYES-ZAMORA *et al.*, 2022; MOGHADDAS-TAFRESHI; MASHHOUR, 2009; STREZOSKI *et al.*, 2019). O estudo da modelagem de novos equipamentos e controles é fundamental para adequar as análises de operação, planejamento e controle dos sistemas elétricos (KAMH; IRAVANI, 2012; RUBIRA; WIGINGTON, 2016; ETO *et al.*, 2020; MARTINEZ; MAHSEREDJIAN, 2011; TENG, 2008).

Devido à participação do EPRI (*Electric Power Research Institute*) no desenvolvimento das funções de inversores inteligentes (SMITH *et al.*, 2011; DUGAN; SUNDERMAN; SEAL, 2013; SUNDERMAN; DUGAN; SMITH, 2014; RADATZ *et al.*, 2020a), a modelagem utilizada no software OpenDSS é relevante e difundida na literatura (RINGKJØB; HAUGAN; SOLBREKKE, 2018; GAO *et al.*, 2017; RADATZ, 2020; PROCOPIOU; PETROU; OCHOA, 2020). Neste trabalho, essa modelagem é denominada direto fator de escala (DFE), a fim de distinguir do software OpenDSS em si. Entretanto, na literatura existem poucos trabalhos abordando da modelagem de sistemas FV em fluxo de potência, e a maioria desses não inclui as funções de inversores inteligentes (JUAREZ *et al.*, 2018; CASTRO; RODRÍGUEZ-RODRÍGUEZ; CAMPO, 2020; WANG *et al.*, 2008; KAMH; IRAVANI, 2012; SARMIENTO; CARRENO; SOUZA, 2018).

Face ao exposto, a motivação principal desta dissertação de mestrado foi identificar a importância do tópico de pesquisa envolvendo a modelagem de funções de inversores inteligentes em fluxo de potência, especificamente das seguintes funções relacionadas à regulação de tensão: fator de potência fixo (FPF), volt-var (VV) e volt-watt (VW). Vale salientar que os impactos adversos envolvendo a tensão estão entre os principais (SUN *et al.*, 2019; VOVOS *et al.*, 2007). Portanto, este trabalho busca compreender e contribuir para a modelagem estática das funções de inversores inteligentes em fluxo de potência. Principalmente, estudar as vantagens e desvantagens de modelagens distintas, identificando possíveis aprimoramentos e modelagens adequadas de acordo com o objetivo da análise.

1.2 Objetivos

Esta dissertação de mestrado visa contribuir para o tópico de pesquisa de modelagem das funções de inversores inteligentes FPF, VV e VW executadas por sistemas FV, em fluxo de potência. O principal objetivo da dissertação é propor e implementar uma nova modelagem para essas funções, inserindo-as no problema de fluxo de potência monofásico Newton-Raphson (NR). A modelagem proposta faz uso da abordagem unificada, na qual o sistema de equações é ampliado para inclusão de equações que representam tanto as funções de inversores inteligentes quanto um modelo detalhado do sistema FV. Para isso, faz uso do modelo interno como método e do problema de complementaridade e suavização

como ferramentas. A fim de identificar vantagens e desvantagens para diferentes tipos de análises, a modelagem proposta é comparada com a modelagem DFE, renomada na literatura e que utiliza modelo e abordagem distintos.

A ideia de propor uma nova modelagem unificada surgiu durante o estudo de convergência do fluxo de potência NR a partir de duas modelagens que utilizam a abordagem sequencial, entre elas a modelagem DFE, realizado pelo autor e publicado em (SAMPAIO *et al.*, 2022).

Para alcançar o objetivo principal foram necessários os seguintes objetivos secundários:

- Estudo das propriedades e particularidades das funções de inversores inteligentes FPF, VV e VW. Assim como o estudo das características físicas e modelos dos componentes de um sistema FV;
- Revisão e sistematização das abordagens e métodos de inclusão de controles e limites em fluxo de potência;
- Mapeamento da modelagens de sistemas FV e das funções de inversores inteligentes em fluxo de potência;
- Implementação, sistemática de avaliação e coleta de resultados computacionais para a modelagem proposta e a modelagem DFE.

1.3 Organização da dissertação

Esta dissertação de mestrado está dividida em 5 capítulos, além de anexos e apêndices para informações secundárias. Um resumo dos próximos quatro capítulos é apresentado a seguir.

O Capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica sobre sistemas fotovoltaicos, funções de inversores inteligentes, teoria e sistematização da inclusão de controles e limites em fluxo de potência e o mapeamento das modelagens encontradas.

No Capítulo 3 é exposto a modelagem proposta, incluindo fluxograma e instruções passo a passo para implementação. Assim como é apresentado para a modelagem DFE.

O Capítulo 4 primeiramente introduz a sistemática de avaliação desenvolvida. Em seguida, apresenta os resultados computacionais da modelagem proposta, visando demonstrar suas características e seu desempenho, além de validá-la. Por fim, os resultados da comparação de desempenho e robustez numérica entre a modelagem proposta e a modelagem DFE são expostos.

As principais conclusões e considerações finais são dispostas no Capítulo 5. Além disso, aprimoramentos e trabalhos futuros são destacados.

Por fim, o apêndice A apresenta a teoria clássica de fluxo de potência, os métodos de resolução Newton-Raphson e varredura direta inversa e a inclusão de controles e limites tradicionais.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta uma revisão da literatura com intuito de introduzir a problemática da modelagem de controles e limites no fluxo de potência. Principalmente, dos controles e limites envolvidos nas funções de inversores inteligentes.

Primeiramente descreve-se a teoria dos sistemas FV na seção 2.1 e, em seguida, a seção 2.2 apresenta as novas funções de inversores inteligentes, com foco nas de regulação de tensão estudadas neste trabalho (FPF, VV e VW). A seção 2.3 revisa as abordagens e métodos para inclusão de controles e limites em fluxo de potência. E, por fim, a seção 2.4 apresenta o mapeamento das modelagens de sistemas FV e das funções de inversores inteligentes em fluxo de potência encontradas na literatura.

2.1 Sistemas fotovoltaicos

2.1.1 Estrutura

Um sistema FV é composto de elementos internos, conforme apresentado na Figura 2. Cada um desses elementos e um resumo de suas funções é apresentado a seguir, o arranjo FV e o inversor serão explicados com mais detalhes adiante:

- **Arranjo FV:** converter irradiação, a energia dos fótons incidentes, em energia elétrica através do efeito fotoelétrico. O arranjo FV é composto por conexão série-paralela de módulos FV, os quais, por sua vez, são compostos por n_s células FV conectadas em série. A sua geração depende, principalmente, da irradiância incidente (G) e a temperatura da célula (T);
- **Conversor CC-CC:** realizar os controles MPPT e regulação da tensão no elo CC. O conversor CC-CC é um elemento opcional. Quando está incluído, o sistema FV é classificado como estágio duplo, normalmente utilizado quando o fluxo bidirecional é desejado. É classificado como estágio único quando não incluído, nesse caso a função de MPPT é realizada pelo inversor (BLAABJERG; IONEL, 2017; KAMH; IRAVANI, 2012);
- **Inversor:** adaptar a energia elétrica para ser injetada na rede, ou seja, é o conversor CC-CA. Pode realizar o controle MPPT, caso o sistema FV seja de estágio único;
- **Filtro passa-baixa:** transformar a onda CA quadrada proveniente da modulação, tipicamente PWM (do inglês *Pulse Width Modulation*), em senóide. Em outras palavras, tem a função de filtrar harmônicos. O controle de potência ativa e reativa baseado na sua característica indutiva dominante é outra função do filtro. É executado

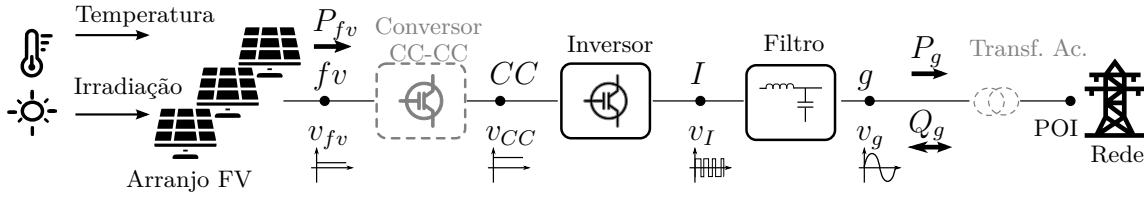


Figura 2 – Estrutura de um sistema FV, os elementos opcionais são apresentados em linhas tracejadas na cor cinza. Fonte: Adaptação de (BLAABJERG; IONEL, 2017) .

pelo controle de fase e magnitude da componente principal de v_I em relação à v_g . Seu projeto pode ser um indutor série, um LC ou um LCL de primeira ordem ou ordem elevada (TEODORESCU; LISERRE; RODRÍGUEZ, 2011);

- **Transformador de acoplamento:** ajusta o nível de tensão da geração para o da rede no ponto de interconexão (POI, do inglês *Point of Interconnection*), caso seja preciso (elemento opcional). Também serve de isolamento galvânico (BLAABJERG; IONEL, 2017).

O funcionamento de um módulo FV pode ser caracterizado por circuitos elétricos equivalentes. Um dos modelos mais simples é o modelo ideal, o qual consiste em uma fonte de corrente e um diodo, conforme Figura 3, desprezando perdas. O modelo ideal possui uma equação explícita para a corrente injetada (i_{fv}) em relação à tensão terminal (v_{fv}) (BLAABJERG; IONEL, 2017):

$$i_{fv}(G, T, v_{fv}) = i_{ph}(G, T) - i_d(T, v_{fv}) \quad (2.1)$$

$$i_{ph}(G, T) = [I_{sc,n} + K_I(T - T_n)] \frac{G}{G_n} \quad (2.2)$$

$$i_d(T, v_{fv}) = i_s(T) \left[\exp\left(\frac{v_d}{a v_t(T)}\right) - 1 \right] \quad (2.3)$$

Sendo

$i_{ph}(G, T)$ a fotocorrente, dada por (2.2)

$i_d(T, v_{fv})$ a corrente no diodo, dada pela equação de Shockley (2.3)

$I_{sc,n}$ a corrente de curto-circuito nas condições padrões de teste (STC, do inglês standard test conditions), disponível no datasheet do módulo

K_I o coeficiente de temperatura de $I_{sc,n}$, disponível no datasheet

T_n a temperatura nominal, tipicamente 25 °C

G_n a irradiância nominal, tipicamente 1000 W/m²

$i_s(T)$ a corrente de saturação do diodo, dada por:

$$i_s(T) = \frac{I_{sc,n} + K_I(T - T_n)}{\exp\left(\frac{V_{oc,n} + K_V(T - T_n)}{a v_t(T)}\right) - 1} \quad (2.4)$$

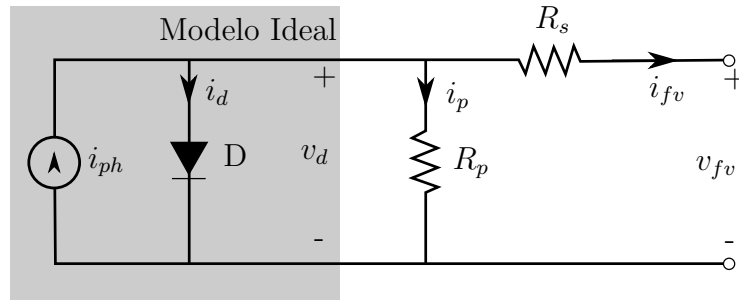


Figura 3 – Modelo ideal e modelo do diodo único do módulo FV. Fonte: Traduzido de (YANG *et al.*, 2019).

$V_{oc,n}$ a tensão de circuito aberto, em STC. Disponível no datasheet

K_V o coeficiente de temperatura de $V_{oc,n}$, disponível no datasheet

a a constante de idealidade do diodo. Normalmente, $1 \leq a \leq 2$ (LUZ *et al.*, 2018).

Seu valor pode ser estimado ou arbitrariamente definido. A partir da equação fornecida em (LUZ *et al.*, 2018), podemos encontrar uma equação para a constante de idealidade para o modelo ideal, na qual a potência gerada no STC seja igual à fornecida no datasheet:

$$a = \frac{v_{MPP} - V_{oc,n}}{v_t \ln \left(\frac{I_{sc,n} - i_{MPP}}{I_{sc,n}} \right)} \quad (2.5)$$

$v_t(T)$ a tensão térmica, dada por:

$$v_t(T) = \frac{kT}{q} n_s \quad (2.6)$$

k a constante de Boltzmann, aproximadamente $1,3807 \times 10^{-23}$ J K⁻¹

q a carga do elétron, $1,60217662 \times 10^{-19}$ C

v_d a tensão no diodo. No modelo ideal, $v_d = v_{fv}$

Através de (2.1) pode-se encontrar a característica IxV do módulo FV. Porém, o ponto de operação dependerá da carga, sendo o objetivo do controle MPPT ajustar o ponto de operação para o ponto de máxima potência (MPP, do inglês *maximum power point*). A Figura 4a ilustra a característica IxV e o MPP. E as Figuras 4b e 4c demonstram os efeitos na característica IxV da variação de G e T , respectivamente. Portanto, demonstram a variabilidade do sistema FV, pois a mudança da característica causada pela alteração das condições ambientais representa variação da potência gerada.

O MPP é dado pela derivada da potência gerada ($p_{fv} = v_{fv} i_{fv}$) pela tensão terminal igual a zero:

$$\frac{\partial p_{fv}}{\partial v_{fv}} = \frac{\partial i_{fv}}{\partial v_{fv}} v_{fv} + i_{fv} \frac{\partial v_{fv}}{\partial v_{fv}} = 0 \quad (2.7)$$

Outro modelo utilizado é o modelo do diodo único, o qual considera as perdas através de duas resistências, conforme apresentado na Figura 3. Apesar de ser mais preciso

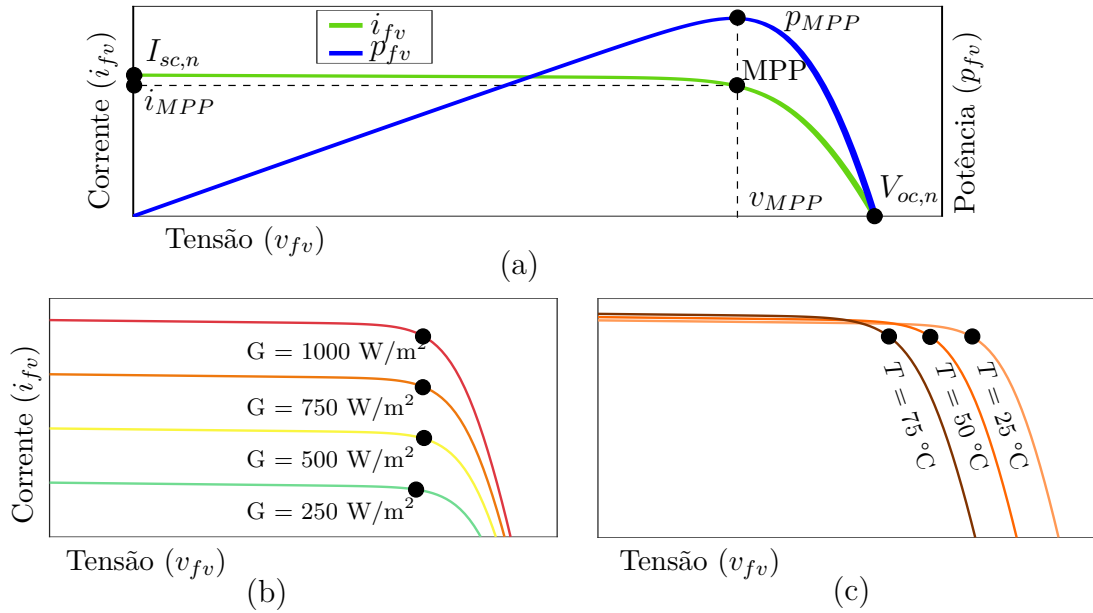


Figura 4 – Ilustração da característica $I \times V$ e do MPP (a) e dos efeitos da variação das condições ambientais, irradiância incidente (b) e temperatura no módulo FV (c).

do que o modelo ideal, seu equacionamento é implícito, assim exigindo um processo iterativo ou tornar-la explícita por métodos matemáticos para solucioná-lo. Além disso, as resistências não são fornecidas no datasheet, portanto é necessário um processo iterativo de estimação de parâmetros para encontrar seus valores (VILLALVA; GAZOLI; FILHO, 2009). Brito *et al.* (2012) apresentam uma comparação do modelo diodo único com outros dois modelos para o módulo FV.

O arranjo FV, que consiste na conexão de N_{ss} módulos FV em série e N_{pp} desses em paralelo, pode ser modelado com as seguintes alterações no equacionamento apresentado (JUAREZ *et al.*, 2018):

$$\begin{aligned}
 I_{eq} &= I_{eq} N_{pp} & \forall eq = fv, ph, d, sc \\
 V_{eq} &= V_{eq} N_{ss} & \forall eq = fv, t, oc \\
 R_{eq} &= R_{eq} N_{ss} / N_{pp} & \forall eq = s, p
 \end{aligned} \tag{2.8}$$

Além do arranjo FV, outro elemento fundamental no sistema FV é o inversor, composto por elementos chaves de eletrônica de potência e sistemas de controle. Sua importância reside no seu papel fundamental na integração dos sistemas FV (além de outras energias renováveis, baterias e FACTS - do inglês *flexible alternate current transmission system*) ao sistema elétrico tradicional (BLAABJERG; IONEL, 2017; YANG *et al.*, 2019). Eles realizam a principal função de converter a energia CC gerada pelos módulos FV em CA. Também são responsáveis por outras funções como: sincronização com a rede; controle MPPT; e adequação às normas da rede de energia elétrica, nesse quesito encaixa-se às funções de inversores inteligentes estudadas nesse trabalho (FPF,

VV e VW) (BLAABJERG; IONEL, 2017).

Os elementos chave, que, atualmente, são compostos por transistores totalmente controlados (por exemplo, IGBT - *insulated gate bipolar transistor*), possuem a função de liberar e interromper o fluxo de corrente em um ramo com base no sinal de gatilho (YAZDANI; IRAVANI, 2010). Essa capacidade permite o controle de injetar ou absorver potência reativa, além do fluxo bidirecional de potência ativa, ou seja, a operação nos quatro quadrantes (CHOW; SANCHEZ-GASCA, 2020). Tais elementos chaves possuem um limitador de corrente devido ao limite térmico, ou seja, a corrente limite dos elementos chave corresponde à uma capacidade nominal do inversor de potência aparente (S_{nom}). O sinal de gatilho, proveniente do controle do inversor, depende das variáveis medidas e/ou determinadas funções (YAZDANI; IRAVANI, 2010).

Uma das formas de gerar o sinal de gatilho é a classe de modulação PWM, a qual consiste na variação do ciclo de trabalho. Uma das técnicas PWM é a *sinusoidal* PWM, realizada pela comparação de um sinal portador triangular de alta frequência com um sinal referência/modulador senoidal na frequência desejada de saída. O sinal de referência é obtida pelo controle de sincronismo com a rede ou outros controles da rede.

Considerando o inversor VSC (do inglês *Voltage-Sourced Converter*) monofásico ponte completa, ou ponte H, apresentado na Figura 5, pode-se escrever:

$$v_I^1(t) = m v_{CC} \cos(\omega_0 t + \alpha) \quad (2.9)$$

Sendo

v_I^1 a harmônica principal da tensão em v_I . Caso o filtro seja considerado ideal, pode-se afirmar que $v_I^1 = v_g$.

m o índice de modulação, que é a relação entre as amplitudes do sinal de modulação e da portadora. A relação apresentada em (2.9) mantém-se linear apenas na faixa $0 \leq m \leq 1$ (AHMED; MOHSIN, 2011)

ω_0 a frequência angular da rede, ou seja, do sinal de referência

α o ângulo de disparo. É a diferença angular entre a tensão na saída do inversor e a tensão no POI, ao considerar a barra POI como referência angular.

Em termos de fasor, em RMS (do inglês *root mean square*), tem-se:

$$\dot{V}_I^1 = \frac{1}{\sqrt{2}} m v_{CC} \angle \alpha \quad (2.10)$$

Porém, (2.10) é válida apenas para o inversor na configuração ponte completa. Para qualquer configuração, deve-se considerar a constante do inversor, K_{inv} , a qual depende da configuração e modulação adotada (KAMH; IRAVANI, 2012):

$$\dot{V}_I^1 = \frac{1}{\sqrt{2}} K_{inv} m v_{CC} \angle \alpha \quad (2.11)$$

Para inversor trifásico, adiciona-se $\sqrt{3}$ por causa da tensão de linha. E, como o inversor trifásico normalmente é composto por três pernas meia ponte, tem-se $K_{inv} = \frac{1}{2}$. Assim, a equação da tensão de saída torna-se (AHMED; MOHSIN, 2011):

$$\dot{V}_I^1 = \sqrt{\frac{3}{8}} m v_{CC} \angle \alpha \quad (2.12)$$

Verifica-se, então, que m e α são as principais variáveis de controle, pois são elas que controlam a magnitude e o ângulo da tensão de saída, respectivamente. E, dessa forma, controlam a potência injetada reativa e ativa. Pois as equações de fluxo de potência através de uma admitância série são dadas por:

$$\begin{aligned} P_{km} &= V_k^2 g + V_k V_m [-g \cos(\alpha - \theta_m) - b \sin(\alpha - \theta_m)] \\ Q_{km} &= -V_k^2 b + V_k V_m [-g \sin(\alpha - \theta_m) + b \cos(\alpha - \theta_m)] \end{aligned} \quad (2.13)$$

Sendo

k podendo ser o ponto I ou g na Figura 2 a depender da posição dos sensores (HWANG *et al.*, 2016)

m a barra g ou o POI, assim como k , depende da posição dos sensores

V_i a magnitude do fasor de tensão na barra i , sendo i igual a k ou m

$g + jb$ a admitância do elemento pelo qual o fluxo de potência ocorre, que pode ser o filtro ou o transformador de acoplamento a depender de k e m .

Os sistemas de controle pode ser dividido em três blocos: MPPT; Sincronização realizada pelo PLL (do inglês, *phase-locked loop*); e Controles do inversor (constituído de um laço interno de corrente e um laço externo de tensão ou potência). A Figura 5 apresenta um diagrama desses blocos para um inversor monofásico estágio único, destacando as medidas necessárias, o sinal de gatilho (g_{inv}) gerado e as possíveis origens das referências de potência (YANG *et al.*, 2019; BLAABJERG; IONEL, 2017).

O ângulo da tensão da rede, θ , obtido pela sincronização exerce um papel fundamental na estabilidade e desempenho dos controles do inversor. Por causa da dependência dos outros controles, a sincronização deve ser muito rápida, geralmente em menos que 100 ms. O inversor apresentado na Figura 5 é do tipo *grid-following* que necessita de uma rede regulada para seguir. Outro tipo de inversor vem sendo muito estudado, os inversores *grid-forming*, eles são responsáveis por regular a rede, portanto fornecem a referência de frequência e tensão e, dessa forma, não necessitam de PLL para sincronizar com a rede (CUNHA *et al.*, 2021; ETO *et al.*, 2020).

A Figura 5 destaca que as referências de potência que o sistema FV deve seguir podem ser oriundas de três fontes. Uma delas com resultante das funções de inversores inteligentes, as quais dependem do nível de tensão no POI para determinar as potências de referência. As outras opções são a pré-definida e, para a potência ativa, o controle MPPT.

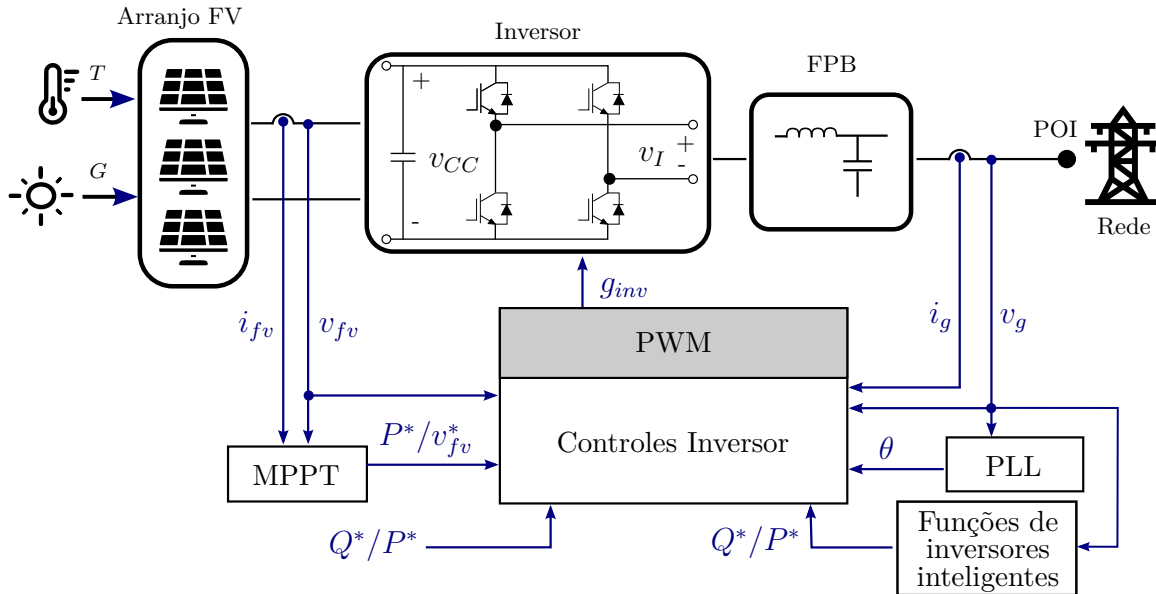


Figura 5 – Estrutura geral dos controles do inversor estágio único em um sistema FV. Fonte: Adaptado de (YANG *et al.*, 2019; HOWLADER *et al.*, 2018).

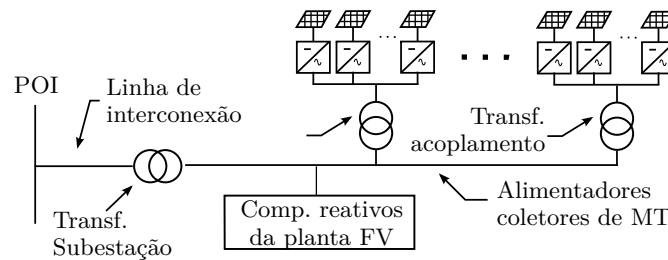


Figura 6 – Estrutura típica de uma planta FV. Fonte: Traduzido de (WECC Modeling and Validation WorkGroup, 2019).

As plantas FV são geradores FV de grande porte, conectados em Alta Tensão (AT) ou Média Tensão (MT), compostas por mais de um sistemas FV (arranjo FV + inversor). A Figura 6 apresenta uma das possíveis estruturas de uma planta FV, demonstrando os equipamentos de conexão como transformadores de acoplamento, alimentadores coletores, componentes de compensação reativa, transformador de subestação e linha de interconexão. WECC Modeling and Validation WorkGroup (2019) salienta a importância de modelar os equipamentos de conexão no fluxo de potência. Os requisitos das normas das redes elétricas referem-se ao POI, portanto, dado que as plantas FV possuem mais de um sistema FV e uma extensão territorial considerável, existe o controlador central para comunicar e controlar os diversos sistemas FV (REYES-ZAMORA *et al.*, 2022; MORJARIA *et al.*, 2014).

2.1.2 Impactos adversos

O crescimento da penetração de sistemas FV pode causar impactos técnicos adversos na rede, os quais podem reduzir a qualidade da energia e a confiabilidade entre outros danos. Dessa forma, esses impactos técnicos limitam a geração e a penetração de geração

renovável se não estudados e mitigados (WALLING *et al.*, 2008; KROPOSKI *et al.*, 2017). A principal causa dos impactos é a natureza variável dos sistemas FV e a maior incerteza de curto prazo devido a passagem de nuvens. Dessa forma, não são geradores totalmente despacháveis como os geradores convencionais (MORJARIA *et al.*, 2014). Além disso, geralmente, a curva típica de geração FV possui picos em momentos distintos dos picos das curvas de carga típicas.

Apesar do nível de penetração ser o principal fator para a ocorrência dos impactos, existem outros com relevância como: a localização das conexões; a capacidade dos sistema FV; características da rede (e.g., relação x/r); equipamentos de controle; e curvas de carga (RADATZ, 2020; WALLING *et al.*, 2008). Além desses, os controles tradicionais como MPPT e FPF unitário transmitem toda a variabilidade das condições ambientais para a rede, contribuindo com os impactos (VOVOS *et al.*, 2007). A recomendação do controle FPF unitário pela versão do padrão IEEE 1547-2003 (IEEE SA, 2003) era baseada apenas em cenários com baixa penetração FV.

A maioria dos impactos estão relacionados com a ocorrência de fluxo reverso em SDs. Porém, em altos níveis de penetração também afetam os sistemas de transmissão (EFTEKHARNEJAD *et al.*, 2013; SUN *et al.*, 2019). A seguir são descritos os impactos técnicos adversos na rede (TOLMASQUIM *et al.*, 2019; RADATZ, 2020; WALLING *et al.*, 2008; KROPOSKI *et al.*, 2017; SUN *et al.*, 2019):

- **Problemas de tensão:** a depender da intensidade do fluxo reverso pode acarretar em sobretensão. A sobretensão é um dos impactos mais importantes e estudados. A passagem de nuvens que causam variações repentinas da geração FV acarreta em flutuações dos níveis de tensão. Outro impacto é a possibilidade de ampliar o desequilíbrio de tensão em caso de sistemas FV monofásicos;
- **Redução da inércia:** como os sistemas FV são geradores baseados em inversores, ou seja, conectados a rede via inversores, não fornecem a inércia oferecida pelas máquinas rotativas. Dessa forma, o sistema torna-se mais suscetível a variações de frequência;
- **Sobrecarregamento de equipamentos:** o fluxo reverso pode ser maior do que o fluxo direto planejado. Dessa forma, equipamentos como os alimentadores e os transformadores podem sofrer sobrecarregamento. Conseqüentemente, ocorre um aumento das perdas. Em baixa/média penetração pode ocorrer a redução de perdas devido a redução do fluxo direto;
- **Redução da vida útil dos equipamentos de regulação de tensão e interação entre os controles:** a mudança nos perfis de tensão e o fluxo reverso interferem na lógica de controle dos equipamentos automáticos de regulação de tensão convencionais.

Além disso, sua vida útil pode ser reduzida por serem acionados com maior frequência, dado a variabilidade dos sistemas FV. Por fim, caso o sistema FV exerça regulação de tensão, pode ocorrer interação entre os controles existentes e dos sistemas FV, podendo causar o efeito de *voltage hunting* (WALLING *et al.*, 2008; VOVOS *et al.*, 2007);

- **Desafios na proteção:** flutuações de tensão e fluxo reverso podem causar problemas na parametrização e coordenação da proteção na rede. Além disso, a detecção de faltas é afetada, pois sistemas FV não fornecem a elevada corrente de falta fornecida por geradores convencionais.

Conhecidos os impactos causados pela penetração de FV, define-se a capacidade de hospedagem (HC, do inglês *hosting capacity*) pelo nível de penetração em que os impactos causados não ultrapassam os limites aceitáveis (PROCOPIOU; PETROU; OCHOA, 2020). Por questão de simplicidade, é comum considerar apenas os impactos de sobretensão e sobrecarregamento.

Dado o impacto de sobretensão ser um dos mais importantes (SUN *et al.*, 2019; VOVOS *et al.*, 2007) e que as funções de inversores inteligentes estudadas neste trabalho são de regulação de tensão, o impacto de sobretensão será discutido com mais detalhes a seguir.

A elevação da tensão causada em determinada barra em função da geração de um sistema FV na mesma é demonstrada em (2.14) (RADATZ, 2020; AGALGAONKAR; PAL; JABR, 2014; SUN *et al.*, 2019). Essa equação é deduzida a partir do equivalente de Thévenin e utilizando as seguintes aproximações: sistema, carga e geração simétricos e equilibrados; parte real da elevação de tensão muito maior que a parte imaginária; e tensão de Thévenin sem variação. A Figura 7 demonstra exemplos de perfis de tensão sem e com sobretensão.

$$|\Delta \dot{V}| \simeq \frac{P_g R + Q_g X}{V_{th}} \quad (2.14)$$

Sendo

P_g e Q_g a injeção de potência ativa e reativa do sistema FV;

$R + jX$ a impedância de Thévenin (de curto-circuito);

V_{th} a magnitude da tensão de Thévenin.

2.2 Funções de inversores inteligentes

Em 2018, o padrão IEEE 1547-2003 (IEEE SA, 2003), o principal padrão internacional de interconexão de REDs, foi atualizado para o IEEE 1547-2018 (IEEE SA, 2018), e a regulação ativa da rede pelos próprios REDs através das funções de inversores

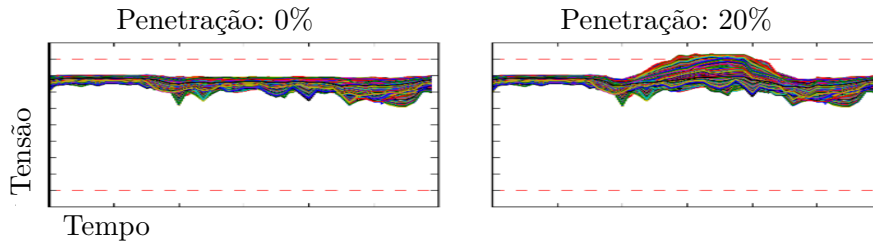


Figura 7 – Perfis de tensão diário das barras de um SD para dois níveis de penetração de sistemas FV. Os níveis de tensão máximo e mínimo são indicados nas linhas vermelhas tracejadas. Fonte: (PROCOPIOU; PETROU; OCHOA, 2020).

inteligentes passou a ser recomendada. Essa atualização teve como objetivo mitigar os possíveis impactos adversos causados pela elevada penetração de REDs e, assim, aumentar o HC (EFTEKHARNEJAD *et al.*, 2013; ZHAO *et al.*, 2018; PROCOPIOU; PETROU; OCHOA, 2020). Outro padrão internacional que apresenta o uso dessas funções é o IEC 61850-90-7 (USTUN; HASHIMOTO; OTANI, 2019). A adoção desses padrões pelas normas das distribuidoras ao redor do mundo vem ocorrendo nos últimos anos (RAHIMI *et al.*, 2017; QURESHI; GRIJALVA; RENO, 2018), por exemplo, a Rule 21 em Califórnia-EUA (COMMISSION, 2016), a AS/NZS 4777.2 em Vitória-AUS (PROCOPIOU; PETROU; OCHOA, 2020) e a CSA C22.3 No.9 no Canadá (NINAD *et al.*, 2019). Em 2022, o padrão IEEE 2800-2022 (IEEE SA, 2022) foi criado com recomendações de regulação da rede executado por recursos baseados em inversores (IBR, do inglês *inverter-based resource*) conectados em sistemas de transmissão. Assim, as plantas FV podem contribuir para aprimorar a estabilidade e confiabilidade da rede (MORJARIA *et al.*, 2014). Gil *et al.* (2020) apresentam que, apesar de existir a necessidade de atualização das normas de conexão de sistemas FV, a adoção das funções de inversores inteligentes em alguns países da América Latina ainda é incipiente.

As funções de inversores inteligentes também são denominadas de inversores avançados (RAHIMI *et al.*, 2017; QURESHI; GRIJALVA; RENO, 2018) e funções de suporte a rede (NINAD *et al.*, 2019). Em síntese, são controles e limites que realizam serviços ancilares à rede, essas funções visam regulação de tensão, de frequência, de fator de potência, de potência ativa e *ride-through* (SEAL, 2016). Este trabalho focará nas de regulação de tensão (FPF, VV e VW).

Tradicionalmente, a regulação de tensão da rede é realizada por equipamentos como: OLTC (do inglês *on-load tap changer*), RT (regulador de tensão) e BC (banco de capacitores) fixos ou chaveados. Enquanto o BC regula a tensão através de injeção de reativo, o OLTC e o RT regula pela variação de bobinas de transformadores e autotransformadores, respectivamente (KERSTING, 2018). Os equipamentos de regulação de tensão convencionais são equipamentos eletromecânicos esparsados no SD e relativamente lentos. Portanto, não possuem o tempo de resposta rápido necessário para a nova dinâmica dos SDs, além de serem equipamentos com altos custos de instalação e manutenção (EFTEKHARNEJAD

et al., 2013; PADULLAPARTI; NGUYEN; SANTOSO, 2016; HOWLADER *et al.*, 2018). Por esses motivos surgiu a necessidade de controles de tensão mais avançados (SUN *et al.*, 2019), e entre eles estão as funções de inversores inteligentes (GONÇALVES; FALCÃO; TARANTO, 2019; PADULLAPARTI; NGUYEN; SANTOSO, 2016).

Outras soluções tradicionais incluem reduzir a tensão de referência do OLTC e reduzir o tap de transformadores *off-load* para aumentar a margem de tensão, prevenindo sobretensão. Entretanto, essas opções são limitadas pela queda de tensão no secundário (PROCOPIOU; PETROU; OCHOA, 2020). O aprimoramento da rede (troca de transformadores e linhas por outros com maior capacidade) também mitiga os impactos adversos, porém é uma solução de alto custo e com implementação longa (PROCOPIOU; PETROU; OCHOA, 2020; VOVOS *et al.*, 2007). Soluções mais avançadas envolvem o uso de novos RT na rede secundária e o uso dos dados de *advanced metering infrastructure* para aprimorar o controle dos equipamentos tradicionais (PADULLAPARTI; NGUYEN; SANTOSO, 2016).

Existem quatro classificações de controle: local, descentralizado, distribuído e centralizado (SUN *et al.*, 2019). Enquanto o controle centralizado depende de comunicação avançada para que as decisões sejam tomadas num centro de controle com base em informações de todo o sistema, os controles descentralizados e distribuídos dependem de poucas informações além das medidas locais. As funções de inversores inteligentes VV e VW são do tipo controle local (VOVOS *et al.*, 2007), pois tomam decisões apenas com base em medidas locais, sem comunicação com outros elementos vizinhos ou com o centro de controle. A maioria das estratégias de controle empregadas nos equipamentos tradicionais também é local, por isso, há a preocupação de uma interação conflituosa entre eles causando problemas de estabilidade (*hunting effect*), e o receio de permitir a regulação ativa da rede pelos REDs (SUN *et al.*, 2019; VOVOS *et al.*, 2007). Assim, Agalgaonkar, Pal e Jabr (2014), Mahdavi e Dimitrovski (2020) propõem uma coordenação entre os equipamentos tradicionais e o controles dos REDs.

2.2.1 Fator de potência fixo

Na função FPF, o fator de potência no POI é mantido constante através do cálculo da potência reativa injetada em função da potência ativa gerada (P_g) e do fator de potência especificado (fp) (2.15). Caso $fp > 0$, injeta reativo (capacitivo), e caso $fp < 0$, absorve reativo (indutivo). Portanto, é um controle em malha aberta, uma função direta e não uma regulação ativa da rede.

$$Q_g = \text{signal}(fp) \times P_g \sqrt{\frac{1}{fp^2} - 1} \quad (2.15)$$

Sendo $\text{signal}(\cdot)$ função que retorna 1 se $fp > 0$, e -1 se $fp < 0$.

Pela capacidade nominal de injeção de potência do inversor ser limitada, pode acontecer da potência reativa requisitada em conjunto a potência ativa gerada violar tal

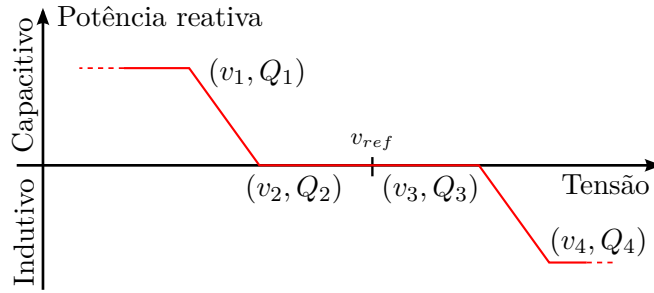


Figura 8 – Ilustração genérica da curva VV.

limite. Portanto, há dois modos de operação do inversor. O modo de operação prioridade watt prioriza a geração de potência ativa em detrimento da potência reativa requisitada. Esse é o modo de operação mais comum comercialmente (PROCOPIOU; PETROU; OCHOA, 2020; PROCOPIOU; OCHOA, 2019). O segundo modo é o prioridade var, no qual a potência reativa requisitada pela função FPF é priorizada.

O FPF unitário era recomendado como único modo de controle pelo antigo padrão IEEE 1547-2003 (IEEE SA, 2003). O controle FPF unitário é descrito para os equipamentos de legado, pois inversores antigos baseados em transistores parcialmente controlados (e.g., tiristores) não são capazes de injetar/absorver potência reativa (SEAL, 2016). Porém, FPF com valor especificado pela operadora da rede através de estudos prévios já era utilizado em plantas FV (SMITH *et al.*, 2011). É possível encontrar o fator de potência próximo do ideal por (2.14), fazendo $\Delta V = 0$.

2.2.2 Volt-var

O VV exerce a regulação ativa de tensão através de um controle local da injeção de potência reativa, baseado em uma curva linear por partes dependente da tensão monitorada. A Figura 8 apresenta uma ilustração da curva VV típica (2.16). O funcionamento da função VV é simples: caso a tensão fique abaixo de v_2 , é injetado potência reativa a fim de elevar a tensão. E caso a tensão fique acima de v_3 , potência reativa é absorvida a fim de reduzir a tensão. A eficiência do VV é reduzida em SDs por causa do baixo valor da relação x/r .

$$Q_g = \begin{cases} Q_1 & \text{se } v \leq v_1 \\ Q_1 + \frac{Q_2 - Q_1}{v_2 - v_1}(v - v_1) & \text{se } v_1 < v \leq v_2 \\ 0 & \text{se } v_2 < v \leq v_3 \\ Q_4 + \frac{Q_4 - Q_3}{v_4 - v_3}(v - v_4) & \text{se } v_3 < v \leq v_4 \\ Q_4 & \text{se } v_4 < v \end{cases} \quad (2.16)$$

O exemplo de curva apresentado, apesar de ser padrão apresentado na IEEE 1547-2018, não é o único possível. A parametrização (n° pontos e seus valores) da curva VV

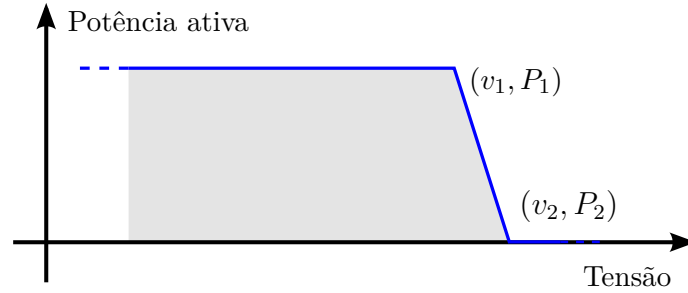


Figura 9 – Ilustração genérica da curva VW.

pode variar. Por exemplo, a banda-morta (v_2-v_3) pode não existir, de forma similar à curva do controle *droop* convencional.

O eixo X é dado pela magnitude da tensão monitorada, em casos de redes desbalanceadas, pode utilizar a média das tensões fase-neutro, a máxima, a mínima (RADATZ *et al.*, 2020a) ou a de sequência positiva. O eixo Y pode ser dado em relação à potência reativa disponível (Q_{disp}) (2.17) ou por um determinado valor, sendo em relação à capacidade kVA do inversor (S_{nom}) ou um valor nominal (SEAL, 2016).

$$Q_{disp} = \sqrt{S_{nom}^2 - P_g^2} \quad (2.17)$$

Assim como a função FPF, a função VV também requisita um valor de potência reativa, apesar de ser baseado na curva VV. Portanto, a definição do modo de operação do inversor (prioridade watt ou var) também é relevante para esse controle. No padrão IEEE 1547-2018 (IEEE SA, 2018) o eixo Y é dado em relação a um valor nominal de potência reativa e a prioridade var é citada, mas não requisitada.

2.2.3 Volt-watt

O VW exerce a regulação ativa de tensão através de um controle local do limite superior de geração de potência ativa (P_{lim}), baseado em uma curva linear por partes dependente da tensão monitorada (SEAL, 2016). A Figura 9 apresenta uma ilustração da curva VW, a região de operação permitida é destacada em cinza, e (2.18) apresenta a equação da curva VW. A referência do eixo Y pode ser dada em relação à capacidade nominal do inversor ou em relação a outros valores (RADATZ *et al.*, 2020a).

$$P_{lim} = \begin{cases} P_1 & \text{se } v \leq v_1 \\ P_1 + \frac{P_2 - P_1}{v_2 - v_1}(v - v_1) & \text{se } v_1 < v \leq v_2 \\ 0 & \text{se } v_2 < v \end{cases} \quad (2.18)$$

O controle VW verifica se a tensão monitorada ultrapassou v_1 , caso positivo, o limite de potência ativa é reduzido linearmente a fim de reduzir os níveis de tensão. A

característica linear visa a participação dos sistemas FV na regulação da sobretensão, e não apenas que desconectem, o que poderia causar mais problemas pelo desbalanço geração-carga ocasionado.

Os sistemas FV tipicamente operam no MPP, sem reserva de potência ativa. Ou seja, operam no máximo da potência ativa disponível pelas condições ambientais. Dessa forma, o controle de potência ativa apenas regula a sobretensão. Além de ajudar a mitigar esse impacto, o sobrecarregamento também pode ser mitigado caso seja adotado parâmetros mais restritos para a curva VW (PROCOPIOU; PETROU; OCHOA, 2020).

2.2.4 Efeitos na operação

Nos últimos anos, o estudo dos efeitos das funções de inversores inteligentes na tensão, geração e outros aspectos é um tópico de pesquisa em alta. Dado a imprevisibilidade e variabilidade dos sistemas FV, geralmente, esses estudos são realizados por análises temporais, denominados de *quasi-static time series*, e considerando os processos estocásticos envolvido (e.g., nível de penetração, ponto de conexão, carga, geração etc) (QURESHI; GRIJALVA; RENO, 2018; PROCOPIOU; OCHOA, 2019; GONÇALVES; FALCÃO; TARANTO, 2019; USTUN; HASHIMOTO; OTANI, 2019; PROCOPIOU; PETROU; OCHOA, 2020).

Howlader *et al.* (2018) apresentam os efeitos da VV através de um experimento real na Hawaii Maui Smart Grid. Os efeitos da função VV na rede são comparados com os efeitos de um controle centralizado em (VOVOS *et al.*, 2007) e com o controle FPF em (GONÇALVES; FALCÃO; TARANTO, 2019; RAHIMI *et al.*, 2017). O aumento da HC causado pelo uso das funções de inversores inteligentes são demonstrados em (USTUN; HASHIMOTO; OTANI, 2019; NINAD *et al.*, 2019; VOVOS *et al.*, 2007)

As funções de inversores inteligentes possuem alguns desafios. Por exemplo, Ninad *et al.* (2019) demonstram que sistemas FV conectados no fim do alimentador sofrem cortes de geração maiores. Além disso, em casos de inversores subdimensionados ($S_{nom} < P_{nom}$, sendo P_{nom} a potência nominal do arranjo FV na STC) e prioridade watt, a capacidade de regulação do VV é limitada em momentos críticos como o pico de geração FV, pois não há potência reativa disponível (PROCOPIOU; OCHOA, 2019; GONÇALVES; FALCÃO; TARANTO, 2019). Também a atuação do VV pode acarretar em aumento do carregamento e violação do fator de potência permitido na subestação (PROCOPIOU; PETROU; OCHOA, 2020; PROCOPIOU; OCHOA, 2019).

Outros desafios incluem: a estabilidade de tensão, seja causado pelo conflito de controles ou por parametrização das funções mal planejada; parâmetros fixos não representarem o controle ideal; e questões de cibersegurança (SUN *et al.*, 2019; GONÇALVES; FALCÃO; TARANTO, 2019).

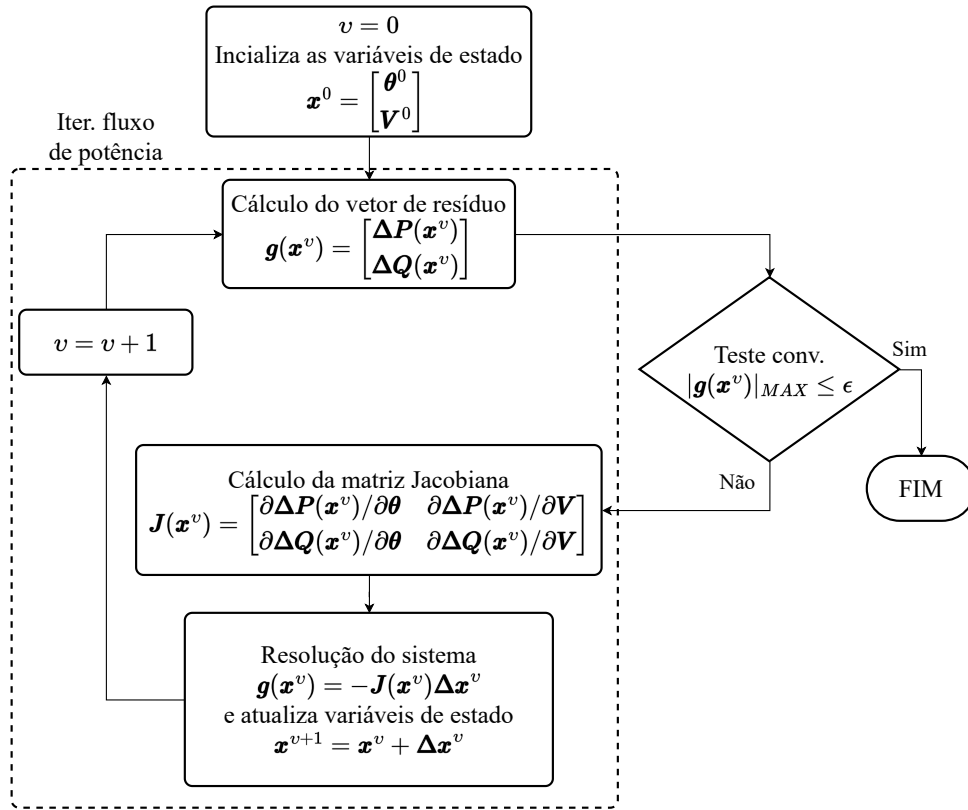


Figura 10 – Fluxograma do método NR para o problema de fluxo de potência.

2.3 Inclusão de controles e limites em fluxo de potência

A ferramenta de fluxo de potência é fundamental para o planejamento, operação e controle dos SEPs (STOTT, 1974; MONTICELLI, 1983). Ela consiste em encontrar o estado estático de operação da rede a partir das condições de carga e geração e topologia e parâmetros da rede. A inclusão de controles e limites, seja físicos ou operacionais, dos equipamentos elétricos na ferramenta fluxo de potência expande a formulação base. As abordagens e métodos de inclusão serão tratados nessa seção.

O apêndice A apresenta a formulação base do fluxo de potência e o método NR com mais detalhes. Em síntese, o método mais utilizado é o NR, apresentado na Figura 10. O qual soluciona as equações de resíduo ($\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}$) para encontrar as variáveis de estado, ou seja, as tensões complexas nodais ($\mathbf{x} = [\boldsymbol{\theta} \ \mathbf{V}]^T$), que determinam o estado operacional da rede. Esse método envolve o cálculo da matriz Jacobiana ($\mathbf{J}(\mathbf{x}^v)$) a cada iteração v para resolver o sistema linear $\mathbf{g}(\mathbf{x}^v) = -\mathbf{J}(\mathbf{x}^v)\Delta\mathbf{x}^v$.

Devido à influência que exercem no estado da rede, os controles e limites devem ser modelados e incluídos no fluxo de potência para que os resultados possuam maior exatidão, ou seja, sejam mais próximos do estado real da rede (MONTICELLI, 1983). Geralmente, os controles e limites são representados por equações e inequações, respectivamente. Mais informações sobre a inclusão de controles e limites já consolidados na literatura são

apresentadas na seção A.3.

Os principais obstáculos na inclusão de controles e limites são (MONTICELLI, 1983; STOTT, 1974):

1. Aumento do número de iterações e/ou do tempo de execução;
2. Interferência entre controles, também conhecido como *hunting effect*. Essa interferência pode acontecer pela parametrização equivocada dos controles (questão real) ou por questões do algoritmo (questão de simulação) (MASSIGNAN; PEREIRA; LONDON, 2017);
3. Problema de convergência. A depender da forma de inclusão de controles e limites, o fluxo de potência pode divergir ou não convergir. Além da possibilidade de ocorrer resultados múltiplos.

Com base na nomenclatura utilizada nos trabalhos de fluxo de potência para redes CA/CC (FERNANDEZ-PEREZ; CERESO; RODRIGUEZ, 2018; STOICESCU *et al.*, 2002; GAO *et al.*, 2021), neste trabalho as abordagens de inclusão de controles e limites são classificadas em duas:

- **Sequencial:** subproblema dos controles e limites desacoplado do problema principal;
- **Unificada:** inclusão dos controles e limites na formulação do problema principal, através da extensão/alteração das equações de resíduo e variáveis de estado.

2.3.1 Abordagem sequencial

A abordagem sequencial é utilizada desde os primeiros métodos de fluxo de potência, e.g., Gauss-Seidel (TINNEY; HART, 1967). Ela consiste em atualizar a variável de controle, seja variável de estado ou parâmetro, em um subproblema desacoplado do problema principal. Esse subproblema pode ser solucionado de forma direta ou por métodos iterativos, caso necessário (e.g., redes CA/CC). Por não alterar a estrutura do problema principal é considerado um método de fácil implementação. Porém, a forma de implementação possui grande influência no desempenho de convergência do fluxo de potência (STOTT, 1974).

A Figura 11 apresenta um fluxograma geral da abordagem sequencial. Dado o desacoplamento entre o problema principal e o subproblema de controle e limites, o fluxo de potência perde a propriedade de convergência quadrática do método NR (ARRILLAGA; WATSON, 2001).

A fim de evitar a atuação de controle e limites desnecessárias durante o processo de resolução, obtém-se um resultado parcial das variáveis de estado antes de atualizar as variáveis de controle. Dessa forma, é comum que, na primeira iteração de controle ($k = 0$),

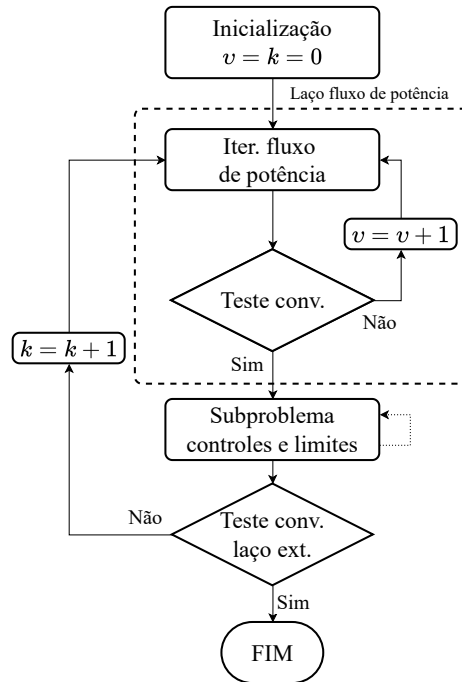


Figura 11 – Fluxograma da abordagem sequencial para inclusão de controles e limites no fluxo de potência. Fonte: adaptado de (FERNANDEZ-PEREZ; CERESO; RODRIGUEZ, 2018).

o teste de convergência do laço de fluxo de potência adote uma tolerância maior que a especificada para convergência total ou um determinado número de iterações (e.g., 2 ou 3). Nas iterações de controle sucessivas, o subproblema é executado a cada iteração do fluxo de potência, ou seja, à nível de iteração (STOTT, 1974; TINNEY; HART, 1967; MONTICELLI, 1983). Fernandez-Perez, Cerezo e Rodriguez (2018) estudam os efeitos de diferentes soluções parciais na convergência. Entretanto, existem implementações que apenas executam o subproblema de controles e limites após a convergência total do fluxo de potência em cada iteração de controle, ou seja, à nível de convergência (SMITH *et al.*, 2011).

Os subproblemas de controles e limites da abordagem sequencial podem ser classificados em quatro métodos: 1) ajustes alternados; 2) lei de controle baseada em função; 3) chaveamento de tipo de barra; e 4) modelo interno determinado por resolução de sistema de equações.

O primeiro e mais antigo método é o ajustes alternados (também conhecido como *local feedback* ou compensação). Ele consiste em calcular o passo da variável de controle ($\Delta u = u^{k+1} - u^k$) a partir do erro da variável controlada ($\Delta y = y^{esp} - y^{cal}$), conforme (2.19). O objetivo do método é manter a variável controlada igual ao valor especificado, dentro de uma tolerância, através do ajuste da variável de controle (MONTICELLI, 1983). Stott (1974) argumenta que o tamanho do passo da variável de controle ($|\Delta u|$) deve ser limitado a fim de evitar grandes perturbações quando o erro da variável controlada for

elevado.

$$\Delta u = \beta \Delta y \quad (2.19)$$

Sendo β a relação de sensibilidade (também conhecido como *feedback gain*). Seu valor possui grande influência na convergência do fluxo de potência, dado que define o tamanho do passo da variável de controle. Caso ele seja muito pequeno a convergência fica lenta e caso seja muito grande pode acarretar em divergência por causar grandes perturbações (GÓMEZ-EXPÓSITO; CONEJO; CANIZARES, 2018; STOTT, 1974). A relação de sensibilidade pode ser calculada pela sensibilidade entre a variável de controle e a controlada, estimado ou determinado empiricamente, seja pré fluxo de potência ou durante o processo.

O segundo método é utilizado quando a lei de controle é baseada em uma função ($u = f(y)$), ou seja, há uma relação matemática entre a variável de controle (u) e a variável controlada (y). Um exemplo desse caso são as funções de inversor inteligente VV e VW (SMITH *et al.*, 2011). Dessa forma, a atualização de u passa a ser da seguinte forma:

$$\Delta u = \delta (f(y^{calc}) - u^k) \quad (2.20)$$

Sendo δ o fator de escala, o qual cumpre o mesmo papel da relação de sensibilidade e possui a mesma importância na convergência.

O terceiro método é o chaveamento de tipo de barra (*bus type switching* em inglês). Normalmente, esse método é utilizado para modelar limites, e.g., o limite de reativo de barras PV e o limite de tensão de barras PQ. Descrevendo o primeiro limite: caso a potência reativa necessária para manter a tensão da barra PV exceda a capacidade da máquina, a potência reativa é fixada no limite violado, a tensão regulada é liberada (chaveamento para tipo barra PQ) e começa outra iteração de controle. Após o chaveamento, a cada iteração de controle é necessário checar se é possível novo chaveamento para o tipo de barra original, ou seja, se o limite ainda é violado (TINNEY; HART, 1967; MONTICELLI, 1983). Vale salientar que esse método altera a estrutura da matriz jacobiana no método de fluxo de potência NR (STOTT, 1974; MONTICELLI, 1983).

Esse método também pode ser utilizado para modelar outros limites, por exemplo, o limite do tap de transformador. Assim, de forma genérica: caso a variável de controle viole algum dos limites, ela é fixada no limite violado, a variável controlada é liberada e começa outra iteração de controle. Portanto, apesar do nome adotado, não necessariamente indica o chaveamento do tipo de barra.

A depender da relação entre a variável de controle e a variável controlada ser diretamente (2.22) ou inversamente (2.21) proporcional, o método de chaveamento de tipo

de barra busca representar os seguintes conjuntos de condições:

$$\begin{aligned}
 (y^{calc} - y^{esp}) = 0 & \quad e \quad u^{min} \leq u^k \leq u^{max} \\
 (y^{calc} - y^{esp}) > 0 & \quad e \quad u^k = u^{min} \\
 (y^{calc} - y^{esp}) < 0 & \quad e \quad u^k = u^{max}
 \end{aligned} \tag{2.21}$$

ou

$$\begin{aligned}
 (y^{calc} - y^{esp}) = 0 & \quad e \quad u^{min} \leq u^k \leq u^{max} \\
 (y^{calc} - y^{esp}) < 0 & \quad e \quad u^k = u^{min} \\
 (y^{calc} - y^{esp}) > 0 & \quad e \quad u^k = u^{max}
 \end{aligned} \tag{2.22}$$

O quarto e último método da abordagem sequencial é o método do modelo interno, no qual o subproblema do controle e limites consiste na resolução de um conjunto de equações que modela tanto o equipamento, quanto seus controle e limites. Esse método é utilizado para representar a rede CA/CC no fluxo de potência (FERNANDEZ-PEREZ; CERESO; RODRIGUEZ, 2018; STOICESCU *et al.*, 2002) e na ferramenta de estimação de estado (JAÉN; ACHA; EXPÓSITO, 2008), porém, nos últimos anos, surgiram trabalhos utilizando-o para representar sistemas FV, conforme será apresentado na seção seguinte. A equação (2.23) representa o sistema de equações a ser solucionado, o qual pode depender das variáveis controladas (\mathbf{y}), variáveis internas do modelo (\mathbf{x}_{modelo}) e determinadas variáveis de estado (\mathbf{x}). Além disso, a resolução do sistema pode ser direta ou através de método iterativo.

$$\mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{x}_{modelo}, \mathbf{y}) = \mathbf{0} \tag{2.23}$$

2.3.2 Abordagem unificada

Na abordagem unificada, as equações que representam os controles e limites são solucionadas simultaneamente às equações de resíduos de potência clássicas. Por isso também é conhecida como abordagem simultânea (ARRILLAGA; WATSON, 2001). Essa abordagem é suportada pelo método de fluxo de potência NR, por consistir, em sua essência, na resolução de um sistema de equações não lineares.

Um dos objetivos da abordagem é aproveitar da característica de convergência quadrática do NR, e assim encontrar a solução final, já considerado os controles e limites, em um número razoável de iterações (STOTT, 1974). Além disso, a abordagem unificada é mais robusta do que a sequencial para pontos de operação próximos ao limite de carregamento do sistema (FILHO, 2000). Peterson e Meyer (1971) apresentam o processo de convergência da abordagem unificada para modelagem do controle de tensão pela variação automática de tap e de fluxo de potência ativo por trafo defasador. Entretanto,

a formulação das equações é tão importante para a convergência do fluxo de potência quanto o chute inicial é para o desempenho do NR (STOTT, 1974). Portanto, quanto mais linear forem as equações utilizadas, melhor será o processo de convergência.

Outro ponto para aprimorar a convergência, assim como na abordagem sequencial, é considerar as novas equações apenas após a obtenção de um resultado parcial (seja pelo valor do resíduo ou número de iterações) (FILHO, 2005; ARRILLAGA; WATSON, 2001).

Em síntese, a inclusão dos controles e limites é realizada através da extensão ou alteração das equações de resíduo e variáveis de estado clássicas. As variáveis de controle e outras variáveis de interesse tornam-se variáveis de estado. Dessa forma, a estrutura do problema principal é alterada. E essa alteração, por afetar na esparsidade da matriz jacobiana e assim no processo de fatoração, pode ser um problema a depender de como é realizada (STOTT, 1974).

Arrillaga e Watson (2001), Filho (2000), Filho (2005), Monticelli (1983) apresentam exemplos da modelagem de diversos controles e limites em fluxo de potência pela abordagem unificada.

O novo sistema de equações lineares a ser solucionado iterativamente no método de fluxo de potência NR pode ser descrito por:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{g}(\mathbf{x}_{rd}, \mathbf{x}_n) \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}_{rd}, \mathbf{x}_n) \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \partial \mathbf{g} / \partial \mathbf{x}_{rd} & \partial \mathbf{g} / \partial \mathbf{x}_n \\ \partial \mathbf{h} / \partial \mathbf{x}_{rd} & \partial \mathbf{h} / \partial \mathbf{x}_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{x}_{rd} \\ \Delta \mathbf{x}_n \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Sendo

$\mathbf{g}(\cdot)$ as equações de resíduo de potência clássicas

$\mathbf{h}(\cdot)$ as novas equações de resíduos

\mathbf{x}_{rd} as variáveis de estado clássicas da rede, $\mathbf{x}_{rd} = [\boldsymbol{\theta} \quad \mathbf{V}]^T$. Assim, $\partial \mathbf{g} / \partial \mathbf{x}_{rd}$ é a matriz Jacobiana clássica, \mathbf{J}

\mathbf{x}_n as novas variáveis de estado.

A depender do que as novas equações de resíduos representam, pode-se dividir a abordagem unificada em dois métodos: 1) tipo de barra; 2) modelo interno.

No primeiro método, $\mathbf{h}(\cdot)$ é determinado pela inclusão de apenas uma equação por controle. Outra possibilidade é a substituição de uma das equações clássicas pela nova equação de controle, ou apenas a exclusão de uma das equações clássicas. Ou seja, envolve adicionar, substituir ou excluir equações de resíduo. Normalmente, os controles são de critério único, assim a nova equação de resíduo visa representar o cerne desse critério. Por exemplo, o controle automático de tensão executado por máquinas síncronas modelado pelo tipo de barra PV (inclusive na formulação clássica). Em síntese, a equação de resíduo de potência reativa da barra é substituída por: $h(V_i) = V_i - V_i^{esp}$. Ou, a equação de resíduo de potência reativa é excluída, e V_i é excluído das variáveis de estado e inicializado em

V_i^{esp} . Assim, é possível encontrar a potência reativa necessária para manter a magnitude de tensão no valor especificado.

Já para o segundo método, as novas equações de resíduos, $\mathbf{h}(\cdot)$, representam os elementos relacionados e o próprios controles e limites. E as novas variáveis de estados são as variáveis internas necessárias para esse modelo, dentre elas, as variáveis de controle.

A abordagem unificada inicialmente era utilizada apenas para representar controles, sendo utilizada a abordagem sequencial para lidar com os limites (FILHO, 2005; ARRILLAGA; WATSON, 2001; SUNDARESH; RAO, 2014). Isso por causa da problemática da não diferenciabilidade e descontinuidades das derivadas que os limites provocam (STOTT, 1974). Pois, ao violar um limite ocorre a troca de equações ocasionando a não diferenciabilidade nesse ponto limite. Além disso, pode ocorrer uma transição brusca dos valores da derivada antes e após o ponto limite, o que afeta a convergência do método NR.

Com a aplicação do problema de complementariedade e da suavização como ferramentas na inclusão de controles e limites no fluxo de potência, a abordagem unificada passou a ser utilizada também para os limite.

O problema de complementariedade é utilizado para representar mudança de equacionamento a depender das circunstâncias, ou seja, do estado (ROSEHART; ROMAN; SCHELLENBERG, 2005). Em outras palavras, essa ferramenta permite modelar os "apenas se", por exemplo, apenas se a potência reativa da barra PV violar seus limites, a tensão é liberada (RUBIRA; WIGINGTON, 2016).

A condição de complementariedade é descrita da seguinte forma (ROSEHART; ROMAN; SCHELLENBERG, 2005; GAO *et al.*, 2021):

$$a b = 0 \quad \Leftrightarrow \quad a \perp b \quad (2.25)$$

Essa condição é satisfeita em três situações, sendo as duas primeiras denominadas complementariedade estrita e a terceira complementariedade não estrita:

1. $a = 0$ e $b \neq 0$;
2. $a \neq 0$ e $b = 0$;
3. $a = 0$ e $b = 0$.

A condição de complementariedade ($0 \leq a$) \perp ($b \geq 0$) pode ser representada pela função de mérito *Fischer-Burmeister*, dada por:

$$\gamma(a, b) = \sqrt{a^2 + b^2} - (a + b) = 0 \quad (2.26)$$

Porém, essa função é não suave no ponto de complementariedade não estrita. Portanto, uma versão suave pode ser dada por:

$$\gamma(a, b) = \sqrt{a^2 + b^2 + \zeta} - (a + b) = 0 \quad (2.27)$$

Sendo $\zeta \rightarrow 0$ responsável por relaxar a condição de complementaridade ($a b = \zeta$).

A partir dessa base teórica, as equações $F(x)$, que estão relacionadas às variáveis com limites, $x^{min} \leq x \leq x^{max}$, podem ser representadas pelo problema de complementaridade misto (MCP, do inglês *mixed complementarity problem*), no qual apenas algumas variáveis do problema de complementaridade não-linear (NCP, do inglês *Non-linear Complementarity problem*) são limitadas, conforme apresentado a seguir:

$$F(x) - z_a + z_b = 0 \quad (2.28)$$

$$0 \leq \begin{bmatrix} x - x^{min} \\ x^{max} - x \end{bmatrix} \perp \begin{bmatrix} z_a \\ z_b \end{bmatrix} \geq 0$$

Sendo z_a e z_b variáveis de folga para a equação $F(x)$ a fim de respeitar os limites da variável x .

Dessa forma, a equação (2.28) representa três circunstâncias:

1. Se $x^{min} \leq x \leq x^{max}$, temos $z_a = 0$ e $z_b = 0$ ocasionando em $F(x) = 0$;
2. Se $x^{min} = x$, temos $z_a \geq 0$ e $z_b = 0$ ocasionando em $F(x) \geq 0$;
3. Se $x = x^{max}$, temos $z_a = 0$ e $z_b \geq 0$ ocasionando em $F(x) \leq 0$;

E, para representar nas novas equações de resíduo, utiliza-se duas função de mérito Fischer-Burmeister suave $\gamma(x - x^{min}, z_a)$ e $\gamma(x^{max} - x, z_b)$. Ou seja, além da equação de controle, $F(x) - z_a + z_b$, adiciona-se mais duas equações e as duas variáveis de folga.

Na literatura foi encontrado outras formas de utilizar o problema de complementaridade no fluxo de potência. Diaz e Gonzalez-Moran (2012) apresentam a modelagem do droop Pf com limite de potência ativa. Sundaresh e Rao (2014) apresentam uma metodologia de representar os limites de reativo em barra PV utilizando apenas mais uma função de mérito. E Rubira e Wigington (2016) representam controles com bandas e limites utilizando o problema de complementaridade.

Outra ferramenta aplicada para superar o problema da não diferenciabilidade é a suavização. Os pontos não diferenciáveis são suavizados, resolvendo assim ambos problemas da não diferenciabilidade no ponto e a descontinuidade da derivada antes e após o ponto.

A Figura 12 apresenta um esquemático da suavização da curva de potência reativa da barra PV com os limites de reativo. O equacionamento da barra PV (2.29) quando suavizado torna-se (2.30). Apesar da barra PV ser uma curva degrau, pontos não diferenciáveis com angulação diferentes de 90° seguem a mesma lógica.

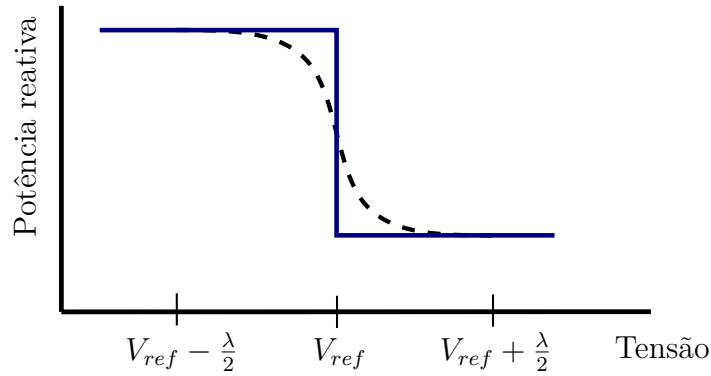


Figura 12 – Exemplo de suavização para a curva de potência reativa da barra PV.

$$\begin{cases} Q = Q^{max} & \text{se } V < V_{ref} \\ V = V_{ref} & \text{se } Q^{min} \leq Q \leq Q^{max} \\ Q = Q^{min} & \text{se } V > V_{ref} \end{cases} \quad (2.29)$$

$$Q = \begin{cases} Q^{max} & \text{se } V < V_{ref} - \frac{\lambda}{2} \\ p(V) & \text{se } V_{ref} - \frac{\lambda}{2} \leq V \leq V_{ref} + \frac{\lambda}{2} \\ Q^{min} & \text{se } V > V_{ref} + \frac{\lambda}{2} \end{cases} \quad (2.30)$$

Sendo $p(V)$ a função de suavização.

Existem diversas técnicas de determinar a função de suavização. Uma delas são as curvas splines elípticas: cúbicas e circular (WEBER, 2018; ALLISON *et al.*, 2019; NEVES; ALBERTO; CHIANG, 2022). A suavização via splines elípticas foi implementada nesse trabalho e será detalhada no capítulo 3. Para limites representados por curvas degrau, como a barra PV, as funções sigmoides (e.g., arco-tangente) podem ser utilizadas (NEVES; ALBERTO, 2020).

2.4 Mapeamento das modelagens

Nesta seção será apresentado o mapeamento realizado na literatura científica e técnica das modelagens de sistemas FV e, em especial, das funções de inversores inteligentes em fluxo de potência. O estudo da modelagem de novos equipamentos e controles é fundamental para adequar as análises de operação, planejamento e controle dos sistemas elétricos (KAMH; IRAVANI, 2012).

O mapeamento foi realizado baseado em pesquisas no banco de dados *Scopus*, e, em relação aos softwares, foi pesquisado entre as ferramentas de análise de sistema elétrico (PSAT, do inglês *power system analysis tool*) com capacidade de estudos envolvendo integração de renováveis apresentadas em (RINGKJØB; HAUGAN; SOLBREKKE, 2018; GAO *et al.*, 2017).

A Tabela 1 apresenta um resumo do mapeamento. Apesar da maioria das referências não serem sobre a modelagem em si, elas apresentam aspectos essenciais da modelagem. Para cada referência, os seguintes pontos são apresentados: a abordagem de inclusão de controle e limites utilizada; quais controles são modelados; o método para cálculo do fluxo de potência e; quais elementos do sistema FV são modelados. A tabela divide as referências entre modelagens apenas dos sistemas FV e modelagens que incluem as funções de inversores inteligentes. Na segunda classificação, apenas VV e VW foram incluídos, por causa do FPF ser uma função direta. Em seguida, subdivide por abordagem e cronologia (PSATs por último). Para alguns pontos foi adotado as simbologias '-' e '*' para representar pontos que não se aplica e que há algumas particularidades, respectivamente.

Vale salientar que a própria modelagem estática do sistema FV em maior grau de detalhes (além das injeções de potência tradicionais) para fluxo de potência é um tópico de pesquisa recente (WANG *et al.*, 2008; CASTRO; RODRÍGUEZ-RODRÍGUEZ; CAMPO, 2020). O desenvolvimento desses modelos e atualização das ferramentas visam fornecer resultados mais detalhados e confiáveis para os estudos de interconexão (ELLIS; BEHNKE; KELLER, 2011; RAMIREZ; VARGAS; ABDEL-RAHMAN, 2021). Uma característica positiva deles é a inclusão direta de dados meteorológicos (irradiância e temperatura), o que é importante, dado que os sistemas FV não são fontes despacháveis. Porém, a maioria desses modelos detalhados não são adequados para grandes sistemas ou números elevados de sistemas FV (STREZOSKI; VOJNOVIĆ; VIDOVIĆ, 2018). Ninad, Turcotte e El-Fouly (2015) apresentam os níveis de detalhes mínimos dos elementos do sistema FV para a representação no fluxo de potência e em outras ferramentas. Porém, a definição da modelagem a ser utilizada depende do objetivo do estudo (MARTINEZ; MAHSEREDJIAN, 2011).

O grau de complexidade eleva-se quando o inversor e seus novos controles devem ser considerados. Os principais modelos existentes nesse sentido são modelos dinâmicos (CUNHA *et al.*, 2021). Porém, diversos autores destacam a necessidade de considerar as funções de inversores inteligentes nos estudos e que as modelagens estáticas tradicionais (tipos de barra PQ e PV) não são suficientes para tal fim (STEWART *et al.*, 2015; ALLISON; OVERBYE; WEBER, 2021; USTUN; HASHIMOTO; OTANI, 2019; REYES-ZAMORA *et al.*, 2022).

Tabela 1 – **Resumo do mapeamento das modelagens.** Abreviações utilizadas na tabela: NC (Não Consta); **Abord.:** Seq. (Sequencial), Uni. (Unificada); **Método:** DR (Desacoplado Rápido), Tri. (Trifásico), Mono. (Monofásico), Próprio significa outros métodos além do NR e VDI.

Ref.	Abord.	Controles	Método	Elem.
(TENG, 2008)	Seq.	<ul style="list-style-type: none"> • FPF • Barra PV 	Próprio Tri.	-
(WANG <i>et al.</i> , 2008)	Seq.	<ul style="list-style-type: none"> • FPF • Barra PV 	NR Mono.	<ul style="list-style-type: none"> • Arranjo FV • Inversor • Filtro • Transformador
(MOGHADDAS-TAFRESHI; MASHHOUR, 2009)	Seq.	<ul style="list-style-type: none"> • Barra PQ • Barra PV 	VDI Tri.	-
(AHMED; MOHSIN, 2011)	Seq.*	<ul style="list-style-type: none"> • Barra PQ • Barra $V\theta$ 	NR Mono.	<ul style="list-style-type: none"> • Arranjo FV • Inversor • Transformador
(KAMH; IRAVANI, 2012)	Seq.	<ul style="list-style-type: none"> • FPF • Q fixo 	VDI Mono. e Próprio Tri.	<ul style="list-style-type: none"> • Conv. CC-CC • Inversor • Filtro
(HWANG <i>et al.</i> , 2016)	Seq.*	-	VDI Tri.	<ul style="list-style-type: none"> • Controle inversor • Filtro • Sensores
(RAMIREZ; VARGAS; ABDEL-RAHMAN, 2021)	Seq.	-	NR DR Mono.	<ul style="list-style-type: none"> • Arranjo FV • Conv. CC-CC • Inversor • Filtro • Transformador
(CUNHA <i>et al.</i> , 2021)	Seq.	<ul style="list-style-type: none"> • Droop Pf • Droop QV 	Próprio Tri.	<ul style="list-style-type: none"> • Controle inversor • Filtro

(Continua)

Tabela 1 – Continuação.

Ref.	Abord.	Controles	Método	Elem.
(JUAREZ <i>et al.</i> , 2018)	Uni.	<ul style="list-style-type: none"> • FPF • Droop QV 	NR Mono.	<ul style="list-style-type: none"> • Multiarranjo FV • Inversor • Linhas • Transformadores
(STREZOSKI; VOJNOVIĆ; VIDOVIĆ, 2018; STREZOSKI <i>et al.</i> , 2019)	Uni.	<ul style="list-style-type: none"> • Redes assimétricas 	NR Tri.	-
(CASTRO; RODRÍGUEZ-RODRÍGUEZ; CAMPO, 2020)	Uni.	<ul style="list-style-type: none"> • Barra PQ • Barra PV 	NR Tri.	<ul style="list-style-type: none"> • Multiarranjo FV • Conv. CC-CC • Inversor • Filtro • Transformador
(SARMIENTO, 2016)	Seq.	<ul style="list-style-type: none"> • VV 	VDI Tri.	-
(USTUN; HASHIMOTO; OTANI, 2019)	Seq.	<ul style="list-style-type: none"> • VV 	NC	-
(GONÇALVES; FALCÃO; TARANTO, 2019)	Seq.	<ul style="list-style-type: none"> • FPF • VV 	NR Tri.	-
(OpenDSS, 2022)	Seq.	<ul style="list-style-type: none"> • FPF • VV • VW 	Próprio Tri.	<ul style="list-style-type: none"> • Arranjo FV • Inversor

(Continua)

Tabela 1 – Continuação.

Ref.	Abord.	Controles	Método	Elem.
(GridLAB-D, 2022)	Seq.	<ul style="list-style-type: none"> • FPF 	VDI, NR e Gauss-Seidel. Todos Tri.	<ul style="list-style-type: none"> • Arranjo FV • Inversor
(REYES-ZAMORA <i>et al.</i> , 2022)	Uni./Seq.	<ul style="list-style-type: none"> • FPF • VV • Barra PQ • V fixo • Q(P) 	NR Mono.	<ul style="list-style-type: none"> • Controle central • Linhas • Transformadores
(PowerWorld, 2022)	Uni.	<ul style="list-style-type: none"> • VV 	NR Mono.	-

Fonte: Elaborada pelo autor.

2.4.1 Modelos de sistemas FV

A preocupação em desenvolver modelos de estado estático de sistemas FV, junto com outros novos elementos na rede, para o fluxo de potência surgiu nas últimas décadas. Principalmente devido ao crescimento dos REDs nos SDs e suas diferenças operacionais em relação às fontes tradicionais (e.g., não-despacháveis e interface por eletrônica de potência). Teng (2008), Moghaddas-Tafreshi e Mashhour (2009) demonstram essa preocupação ao apresentarem modelos simples e diretos para diferentes tipos de fontes, interfaces e controles. Modelos mais detalhados para os REDs são apresentado em (KAMH; IRAVANI, 2012; HWANG *et al.*, 2016; STREZOSKI; VOJNOVIĆ; VIDOVIĆ, 2018; STREZOSKI *et al.*, 2019; CUNHA *et al.*, 2021), e, especificamente, de sistemas FV em (WANG *et al.*, 2008; AHMED; MOHSIN, 2011; JUAREZ *et al.*, 2018; CASTRO; RODRÍGUEZ-RODRÍGUEZ; CAMPO, 2020). Entretanto, nenhum desses trabalhos consideram as funções de inversores inteligentes.

Apesar do desenvolvimento do modelo ser uma tarefa a parte do fluxo de potência, a sua inclusão no fluxo de potência depende do método adotado. Portanto, é importante destacar os métodos de fluxo de potência de cada referência. As referências com o método caracterizado como "Próprio" significam que utilizam outros métodos que não o NR e VDI, ambos descritos no apêndice A.

O desenvolvimento de modelos deve considerar dois fatores que se contrapõem. A

inclusão do modelo no fluxo de potência não pode degenerar o desempenho do algoritmo base (TENG, 2008). Porém, modelos adequados devem ser utilizados para obter resultados confiáveis a fim de quantificar os reais impactos na rede dos sistemas FV e de evitar erros de operação graves relacionados aos modelos. Como, por exemplo, operação instável dos métodos de controle centralizado (CASTRO; RODRÍGUEZ-RODRÍGUEZ; CAMPO, 2020; HWANG *et al.*, 2016). Portanto, baseado na análise, deve ser estudado com atenção qual o grau de detalhes necessário e os efeitos no fluxo de potência.

Tradicionalmente, os controles representados são baseados na formulação tradicional de tipos de barra PQ e PV do problema de fluxo de potência, porém a motivação dessa consideração não é apresentada (MOGHADDAS-TAFRESHI; MASHHOUR, 2009). Dentro do tipo de barra PQ, alguns trabalhos apresentam a modelagem do FPF através da equação para o cálculo da potência reativa a partir da potência ativa e do fator de potência, rever (2.15) (TENG, 2008; WANG *et al.*, 2008; KAMH; IRAVANI, 2012; JUAREZ *et al.*, 2018). Enquanto outros trabalhos incluem os controles do tipo droop (CUNHA *et al.*, 2021; JUAREZ *et al.*, 2018).

Além da abordagem de inclusão utilizada, os métodos e os detalhes de implementação são fundamentais no mapeamento dessas modelagens. No caso das referências que não incluem as funções de inversores inteligentes, as abordagens são utilizadas para representar controles de barra PV, controles droop e limites dos elementos representados.

Dentre os trabalhos que utilizam a abordagem sequencial, o método utilizado divide-se entre ajustes alternados (TENG, 2008; MOGHADDAS-TAFRESHI; MASHHOUR, 2009) e o modelo interno, resolução das equações dos elementos modelados a partir das condições de contorno dadas pela resposta do fluxo de potência (WANG *et al.*, 2008; AHMED; MOHSIN, 2011; KAMH; IRAVANI, 2012). Para a abordagem unificada, os métodos utilizados baseiam-se no desenvolvimento de um novo tipo de barra (STREZOSKI; VOJNOVIĆ; VIDOVIĆ, 2018; STREZOSKI *et al.*, 2019) e na inclusão das equações dos elementos modelados (JUAREZ *et al.*, 2018). Vale destacar que Juarez *et al.* (2018) apresentam a modelagem dos limites de capacidade do inversor utilizando a ferramenta do problema de complementariedade.

Os casos com as simbologias '-' e '*' para as colunas de abord. e controles são descritos a seguir. Ahmed e Mohsin (2011) definem os parâmetros de controle de forma *offline* e o fluxo de potência não possui modificações. Assumindo conhecer as potências de referência no controle do inversor, Hwang *et al.* (2016) calculam a injeção de corrente no nó. Portanto, qualquer controle pode ser modelado a partir da determinação das potências de referência. Os controles em redes assimétricas, com tratamento diferenciado para cada fase possibilitado pelos IBRs, são abordados em (STREZOSKI; VOJNOVIĆ; VIDOVIĆ, 2018; STREZOSKI *et al.*, 2019). O trabalho (RAMIREZ; VARGAS; ABDEL-RAHMAN, 2021) descreve uma técnica para representar o sistema FV em estado estático por equações

algébricas a partir da modelagem dinâmica em espaço de estados por equações diferenciais. Assim, a cada subproblema, presumindo conhecer as variáveis de controle, um equivalente π é calculado. Portanto, também é possível modelar qualquer controle.

Sobre os elementos do sistema FV modelados é importante destacar que quanto maior o nível de detalhes e número de elementos modelados, maior será a necessidade de informações sobre o sistema e maior a especificidade desse modelo. As referências com '-' nesse campo indicam que os sistemas FV foram representados apenas pela injeção de potência. Apesar de alguns elementos estarem modelados em mais de uma referência, pode acontecer de utilizar modelos diferentes para o mesmo elemento. Por exemplo, o arranjo FV pode ser representado pelo modelo diodo único ou apenas a fotocorrente. Entre os elementos modelados destaca-se a modelagem do conversor CC-CC (sistema FV estágio duplo) em (KAMH; IRAVANI, 2012; CASTRO; RODRÍGUEZ-RODRÍGUEZ; CAMPO, 2020), de multiarranjos FV em (JUAREZ *et al.*, 2018; CASTRO; RODRÍGUEZ-RODRÍGUEZ; CAMPO, 2020), os quais representam as variedades das condições ambientais em grandes plantas FV, o laço de controle do inversor em si apresentado por (HWANG *et al.*, 2016; GONÇALVES; FALCÃO; TARANTO, 2019), e o controle central modelado por (REYES-ZAMORA *et al.*, 2022).

2.4.2 Modelos das funções de inversores inteligentes

A formulação do fluxo de potência por tipos de barras tradicionais (referência, PQ e PV) não é adequada para representar as funções de inversores inteligentes (REYES-ZAMORA *et al.*, 2022; SARMIENTO, 2016; USTUN; HASHIMOTO; OTANI, 2019). Pois, existem particularidades desses novos controles e dos elementos que os executam em si que não foram consideradas na formulação tradicional. Por exemplo, a característica da curva VV dependente da tensão monitorada difere da característica representada pela barra PV (ALLISON; OVERBYE; WEBER, 2021). Um esquemático dos erros obtidos na modelagem do VV por barra PV é apresentado na Figura 13, é possível perceber que o ponto de operação encontrado na representação por barra PV difere em nível de tensão e potência reativa injetada (SARMIENTO, 2016). A barra PV foi desenvolvida para representar o controle AVR, ou seja, um droop de tensão com declinação tão pequena que a tensão é considerada constante e especificada. Porém, no VV a banda-morta e os droop de tensão com declives variados não permite essa afirmação.

Assim como alguns controles tradicionais (e.g., controle de tensão pela variação automática de tap de transformador) necessitam de adaptações à formulação do problema de fluxo de potência para serem incluídos, as funções de inversores inteligentes também precisam. Portanto, estudos para compreender a melhor abordagem e método para incluí-las são necessários. Ademais, a inclusão das funções de inversores inteligentes no fluxo de potência é fundamental para quantificar seus possíveis benefícios e impactos (USTUN;

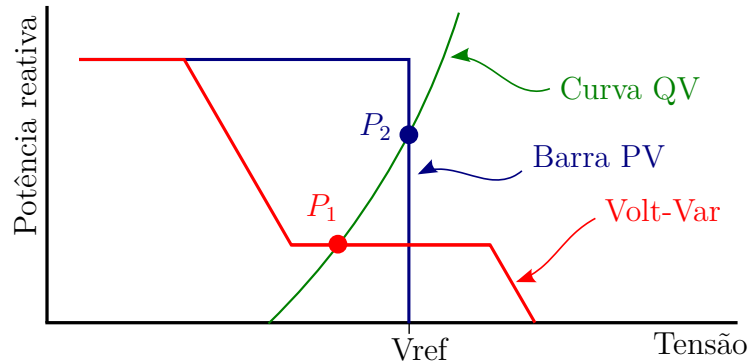


Figura 13 – Representação de dois pontos de operação distintos, P_1 e P_2 , para uma barra com o controle Volt-Var e outra como barra PV, respectivamente. Fonte: Adaptado de (SARMIENTO, 2016).

HASHIMOTO; OTANI, 2019; SARMIENTO, 2016).

Gonçalves, Falcão e Taranto (2019) modelam o VV através de barra PV com limite de potência reativa calculado previamente para representar a potência reativa disponível. A abordagem sequencial é utilizada para a checagem da violação do limite de reativo.

Os trabalhos do grupo do EPRI (DUGAN; SUNDERMAN; SEAL, 2013; SUNDERMAN; DUGAN; SMITH, 2014; SMITH *et al.*, 2011) para o software OpenDSS (OpenDSS, 2022) utilizam do método lei de controle da abordagem sequencial para modelar o VV e VW, em conjunto com o modelo interno para modelar o sistema FV. O fator de escala é reconhecido como um elemento importante para a convergência desse método e recebe um tratamento heurístico específico (RADATZ *et al.*, 2020b). Como essa modelagem é implementada neste trabalho, ela é descrita em detalhes no capítulo 3. Apesar da relevância do fator de escala na convergência, o trabalho (USTUN; HASHIMOTO; OTANI, 2019) utiliza o mesmo método com fator de escala unitário.

Misturando os métodos de lei de controle e modelo interno da abordagem sequencial, Sarmiento (2016), Sarmiento, Carreno e Souza (2018) encontram o ponto de operação da curva VV através da linearização da curva QV pela matriz de sensibilidade.

A abordagem sequencial pode apresentar problemas de convergência para a modelagem do VV. Sampaio *et al.* (2022) destacam que as condições de carga e geração (curva QV das barras) e o fator de escala no método lei de controle são decisivos para o processo de convergência.

O VV é modelado pela abordagem unificada com o método modelo interno em (REYES-ZAMORA *et al.*, 2022). A curva VV é modelada pela ferramenta de suavização hiperbólica da sua derivada. Vale destacar que a variação de potência reativa das barras com VV encontrada na primeira iteração é limitada a fim de aprimorar a velocidade de convergência. Também utiliza a abordagem sequencial para a representação dos limites.

O software PowerWorld (PowerWorld, 2022) também utiliza da abordagem unificada

e ferramenta de suavização para modelar VV, porém com o método tipo de barra (WEBER, 2018; ALLISON *et al.*, 2019). A suavização utilizada é a *spline* cúbica ou circular a depender das inclinações da curva VV. Também são adotados intervalos mínimos entre os pontos de tensão da curva VV, a fim de evitar inclinações muito acentuadas e assim aprimorar a convergência.

O software GridLAB-D (GridLAB-D, 2022) utiliza a abordagem sequencial pelo método modelo interno para incluir representações de sistemas FV com alto nível de detalhes no fluxo de potência. A interface do subproblema depende do método de solução selecionado. Apesar de o modelo inversor possuir representação dos controles VV e VW, no momento desta pesquisa, eles não estavam operacionais para sistemas FV.

2.5 Considerações finais

Esse capítulo buscou apresentar, com base na literatura, a importância das funções de inversores inteligentes, além da necessidade e problemática de representá-las na ferramenta de fluxo de potência. Além disso, expôs com detalhes como a literatura vem abordando essa representação. Identificando, assim, o tópico de pesquisa de modelagem de funções de inversores inteligentes como recente e com espaço para aprofundar o tema.

Com o objetivo de contribuir para essa discussão, este trabalho utilizou toda a base teórica apresentada na revisão bibliográfica no seu desenvolvimento, com destaque para:

- **Sistemas fotovoltaicos e funções de inversores inteligentes:** características físicas dos elementos e controles para basear a construção dos modelos;
- **Inclusão de controles e limites:** abordagens e métodos utilizados na literatura para representação geral de controle e limites. Essencial para compreender e classificar o mapeamento e para definir como incluir a modelagem proposta;
- **Mapeamento das modelagens:** descrição das referências que modelam os sistemas FV e as funções de inversores inteligentes no fluxo de potência. Fundamental para verificar qual ferramenta é mais utilizada e entender as vantagens e desvantagens de cada modelagem.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

No capítulo anterior foi apresentada a importância de incluir controles e limites na ferramenta de fluxo de potência para obter resultados de simulação próximos da realidade. E que no contexto de crescente penetração de sistemas FV, as funções de inversores inteligentes surgem para mitigar impactos técnicos adversos. Dessa forma, este trabalho desenvolveu uma nova modelagem das funções de inversores inteligentes executadas por sistemas FV e a comparou com a utilizada no software OpenDSS.

Enquanto a modelagem proposta utiliza a abordagem unificada, a do OpenDSS utiliza a abordagem sequencial. Além disso, há diferenças na construção do modelo e nível de detalhes, conforme será apresentado nesse capítulo. Dessa forma, através de simulações, pretende-se entender as vantagens e desvantagens de cada modelagem para diferentes tipos de análises. Portanto, este trabalho tem por objetivo contribuir para o tópico de pesquisa de modelagem desses novos controles no fluxo de potência.

Em trabalho publicado pelo autor no congresso CBA 2022 (SAMPAIO *et al.*, 2022) foi verificado problemas de convergência com a abordagem sequencial, assim como esse problema é mencionado em (FILHO, 2005; ARRILLAGA; WATSON, 2001). Por esses motivos foi considerado relevante o desenvolvimento de uma modelagem pela abordagem unificada e necessário a sua validação e comparação com outra modelagem da literatura.

A modelagem proposta é apresentada na seção 3.1, em seguida a modelagem utilizada no software OpenDSS, aqui denominada modelagem DFE a fim de distinguir do uso do software OpenDSS, é apresentada na seção 3.2.

3.1 Modelagem proposta

A modelagem proposta utiliza a abordagem unificada para modelar tanto o modelo detalhado do sistema FV quanto as funções de inversores inteligentes FPF, VV e VW em um fluxo de potência monofásico NR. Isso utilizando o método modelo interno e incluindo os limites e as curvas lineares por partes através de ambas as ferramentas apresentadas no capítulo anterior (problema de complementaridade e suavização). Os seguintes elementos são representados: arranjo FV, inversor e transformador de acoplamento. Portanto, a modelagem proposta visa representar com alto grau de detalhes o sistema FV e a sua dependência das condições ambientais e, principalmente, representar as funções de inversores inteligentes aproveitando da boa característica de convergência e robustez do método NR. A representação trifásica da rede acrescentaria seus desafios intrínsecos, dificultando a análise da modelagem proposta das funções de inversores inteligentes. Portanto, a representação monofásica da rede foi utilizada.

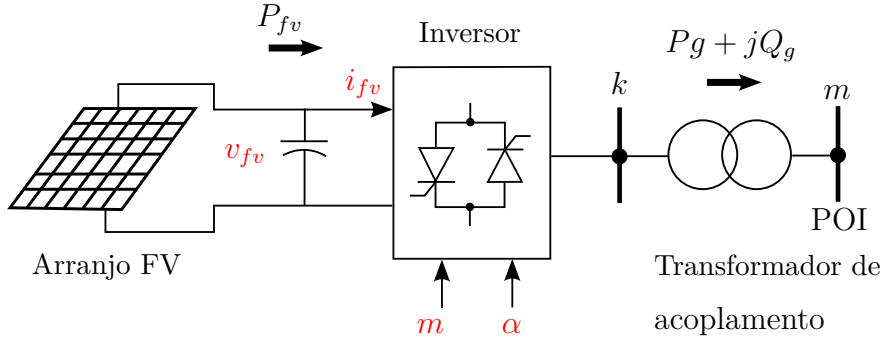


Figura 14 – Esquemático da configuração do sistema FV utilizado na modelagem proposta. Destacado em vermelho as novas variáveis de estado. Fonte: adaptado de (JUAREZ *et al.*, 2018).

A modelagem proposta é baseada no modelo do sistema FV de estágio único apresentado em (JUAREZ *et al.*, 2018), conforme Figura 14. O modelo do arranjo FV é alterado do modelo diodo único para o modelo ideal para simplificar e as funções de inversores inteligentes são incluídas. As novas variáveis de estado utilizadas para representar o modelo interno de cada sistema FV são: tensão, v_{fv} , e corrente, i_{fv} , no terminal do arranjo FV; índice de modulação, m ; e ângulo de disparo, α . Esse conjunto de novas variáveis de estado é denominado \mathbf{x}_{fv} , enquanto as magnitudes e ângulos de tensão das barras da rede são incluídas em \mathbf{x}_{rd} . Além dessas variáveis de estado, a formulação dos controles e limites pelo NCP requisita o conjunto de variáveis de estado \mathbf{x}_{NCP} . Assim, as novas variáveis de estado da modelagem são $\mathbf{x}_n = [\mathbf{x}_{fv} \quad \mathbf{x}_{NCP}]^T$.

A relação entre a rede e o modelo interno do sistema FV é dada pelas equações de potências injetadas (3.1). Dessa forma, as potências especificadas para as barras POI passam a ser dependentes de variáveis de estado e não mais parâmetros fixos. Os elementos das barras POI relacionados ao vetor de resíduos clássico são alterados para (3.2). E o novo vetor de resíduos de potência é dado por (3.3).

$$\begin{aligned} P_g(V_m, \theta_m, \mathbf{x}_n) &= V_k^2 g + V_k V_m [-g \cos(\alpha - \theta_m) - b \sin(\alpha - \theta_m)] \\ Q_g(V_m, \theta_m, \mathbf{x}_n) &= -V_k^2 b + V_k V_m [-g \sin(\alpha - \theta_m) + b \cos(\alpha - \theta_m)] \end{aligned} \quad (3.1)$$

Sendo

k a barra terminal do inversor

m a barra do ponto de interconexão à rede, POI

$V_k = \sqrt{\frac{3}{8}} m v_{fv}$, pois o inversor é trifásico três pernas meia ponte e o filtro é considerado ideal

$g + j b$ a admitância do transformador de acoplamento. Perceba que o transformador foi considerado sem perdas (ARRILLAGA; WATSON, 2001; JUAREZ *et al.*, 2018).

$$\begin{aligned}\Delta P_m(\mathbf{x}_{rd}, \mathbf{x}_n) &= P_m^{esp}(V_m, \theta_m, \mathbf{x}_n) - P_m^{calc}(\mathbf{x}_{rd}) \\ &= [P_{g,m}(V_m, \theta_m, \mathbf{x}_n) - P_{c,m}] - P_m^{calc}(\mathbf{x}_{rd})\end{aligned}\quad (3.2)$$

Sendo $P_{c,m}$ a carga especificada para a barra POI, caso haja. O mesmo para a potência reativa.

$$\mathbf{g}'(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \dots & \Delta P_i(\mathbf{x}_{rd}) & \Delta P_m(\mathbf{x}_{rd}, \mathbf{x}_n) & \dots & \Delta Q_i(\mathbf{x}_{rd}) & \Delta Q_m(\mathbf{x}_{rd}, \mathbf{x}_n) & \dots \end{bmatrix}^T \quad (3.3)$$

O modelo base de cada sistema FV é representado pelas seguintes equações:

- $\Delta \mathbf{g}_{FV}$: equação da corrente gerada pelo arranjo FV de acordo com o modelo ideal:

$$\Delta g_{FV} = i_{ph}(G, T) - i_s(T) \left[\exp\left(\frac{v_{fv}}{a v_t(T)}\right) - 1 \right] - i_{fv} \quad (3.4)$$

Sendo a dado por (2.5) para representar adequadamente a geração fotovoltaica no modelo ideal, $i_{ph}(G, T)$ dado por (2.2), $i_s(T)$ dado por (2.4) e $v_t(T)$ dado por (2.6).

- $\Delta \mathbf{g}_{MPPT}$: equação do controle MPPT.

$$\Delta g_{MPPT} = i_{fv} - v_{fv} \frac{i_s(T)}{a v_t(T)} \exp\left(\frac{v_{fv}}{a v_t(T)}\right) \quad (3.5)$$

- $\Delta \mathbf{g}_{CC-CA}$: equação da conversão de potência CC-CA do inversor.

$$\Delta g_{CC-CA} = \eta v_{fv} i_{fv} - P_g \quad (3.6)$$

Esse conjunto base de equações representa o arranjo FV e a conversão de potência CC para potência ativa CA do inversor com o controle MPPT, ademais é necessário uma quarta equação a fim de definir a potência reativa injetada, a qual depende da função de inversor inteligente ativa. A Tabela 2 define Δg_{Q_g} para cada uma. Percebe-se que a equação do VV recai no problema da descontinuidade da derivada nos pontos de transição entre as retas. Também vale lembrar que o VW consiste em um limite variável da potência ativa injetada, assim atua com fator de potência unitário com potência reativa injetada nula.

A modelagem proposta utiliza da ferramenta de suavização para representar a VV e da ferramenta do problema de complementaridade para representar o limite de capacidade do inversor ($S_g \leq S_{nom}$) e o VW.

Neste trabalho, para representar todos os NCP é utilizado a função de mérito Fischer-Burmeister suavizada:

$$\gamma(a, b) = \sqrt{a^2 + b^2 + \zeta} - (a + b) = 0 \quad (3.7)$$

Tabela 2 – Equação de Δg_{Q_g} a depender da função de inversor inteligentes.

	FPF (Δg_{FPF})	VW (Δg_{VW})	VV (Δg_{VV})
$\Delta g_{Q_g} =$	$Q_g - P_g \tan(\arccos(fp))$	Q_g	$\begin{cases} Q_g - Q_1 & \text{se } V_m \leq v_1 \\ Q_g - p_1(V_m) & \text{se } v_1 < V_m \leq v_2 \\ Q_g & \text{se } v_2 < V_m \leq v_3 \\ Q_g - p_2(V_m) & \text{se } v_3 < V_m \leq v_4 \\ Q_g - Q_4 & \text{se } v_4 < V_m \end{cases}$

Sendo $\zeta = \epsilon^2$, e ϵ a tolerância para convergência final do fluxo de potência.

O limite de capacidade do inversor não deve ser violado, independente da função de inversor inteligente ativa. O conjunto de equações (3.8) representa o relaxamento do controle MPPT (3.5) caso a potência ativa injetada viole a capacidade do inversor. Essa formulação, em conjunto com as relacionadas a potência reativa injetada, representa o modo de operação prioridade watt. A prioridade var não é representada na modelagem proposta. Por fim, (3.9) mostra a nova equação de resíduo a ser adicionada, sendo ξ_c a nova variável de estado NCP.

$$\Delta \phi_{Inv,1} = \Delta g_{MPPT} + \xi_c \quad (3.8)$$

$$0 \leq (S_{nom} - \eta v_{fv} i_{fv}) \perp \xi_c \geq 0$$

$$\Delta \phi_{Inv,2} = \gamma((S_{nom} - \eta v_{fv} i_{fv}), \xi_c) \quad (3.9)$$

Para o FPF é necessário utilizar duas variáveis de folga, Q_g^{LS} e Q_g^{LI} , para representar os limites superior e inferior da potência reativa injetada. O conjunto de equações (3.10) apresenta o NCP e a alteração na equação base de controle, e (3.11) representa as duas novas equações de resíduo.

$$\begin{aligned} \Delta \phi_{FPF,1} &= \Delta g_{FPF} - Q_g^{LI} + Q_g^{LS} \\ 0 &\leq (Q_g + Q_{disp}) \perp Q_g^{LI} \geq 0 \\ 0 &\leq (Q_{disp} - Q_g) \perp Q_g^{LS} \geq 0 \end{aligned} \quad (3.10)$$

Relembrando que $Q_{disp} = \sqrt{S_{nom}^2 - P_g^2}$ representa a potência reativa disponível para determinado nível de potência ativa injeta, concluindo a representação da prioridade watt, sendo: $Q_{max} = Q_{disp}$ e $Q_{min} = -Q_{disp}$.

$$\begin{aligned}\Delta\phi_{FPF,2} &= \gamma\left((Q_g + Q_{disp}), Q_g^{LI}\right) \\ \Delta\phi_{FPF,3} &= \gamma\left((Q_{disp} - Q_g), Q_g^{LS}\right)\end{aligned}\quad (3.11)$$

A ferramenta problema de complementaridade também é utilizada para modelar o VW, porém com maior grau de complexidade. São utilizados dois NCPs, além da equação $\Delta g_{VW} = Q_g$ para representar a injeção de potência reativa nula. Para o primeiro NCP é utilizado a nova variável de estado P_g^{max} para representar o limite de potência ativa definido pela curva VW, além da variável de folga P_g^{LS} . Assim, o primeiro NCP (3.12) representa um relaxamento extra do controle MPPT caso assim a curva VW determine.

$$\begin{aligned}\Delta\phi_{VW,1} &= \Delta\phi_{Inv,1} + P_g^{LS} \\ 0 &\leq (P_g^{max} - \eta v_{fv} i_{fv}) \perp P_g^{LS} \geq 0\end{aligned}\quad (3.12)$$

O segundo NCP determina qual o valor de P_g^{max} baseado na curva VW e na tensão monitorada. Em síntese, define P_g^{max} igual a equação da reta de declinação da curva VW e o limita em P_1 e 0. Para tal faz uso das variáveis de folga $P_g^{VW,LS}$ e $P_g^{VW,LI}$ equacionadas pelo NCP (3.13).

$$\begin{aligned}\Delta\phi_{VW,2} &= P_g^{max} - r(V_m) + P_g^{VW,LS} - P_g^{VW,LI} \\ 0 &\leq (P_1 - P_g^{max}) \perp P_g^{VW,LS} \geq 0 \\ 0 &\leq (P_g^{max} - 0) \perp P_g^{VW,LI} \geq 0\end{aligned}\quad (3.13)$$

As novas equações de resíduo dos dois NCP são apresentadas em (3.14).

$$\begin{aligned}\Delta\phi_{VW,3} &= \gamma\left((P_g^{max} - \eta v_{fv} i_{fv}), P_g^{LS}\right) \\ \Delta\phi_{VW,4} &= \gamma\left((P_1 - P_g^{max}), P_g^{VW,LS}\right) \\ \Delta\phi_{VW,5} &= \gamma\left((P_g^{max} - 0), P_g^{VW,LI}\right)\end{aligned}\quad (3.14)$$

Ao contrário do MCP, a ferramenta de suavização não adiciona novas equações de resíduos, apenas altera a equação Δg_{VV} . A metodologia utilizada para a suavização da curva VV é a apresentada em (WEBER, 2018; ALLISON *et al.*, 2019), na qual os pontos de derivadas descontínuas são suavizados via splines elípticas, cúbicas ou circulares. Dessa forma, evitando problemas numéricos na solução do fluxo de potência. A fim de definir o tipo e calcular os parâmetros de cada função spline $i, p_{s,i}(V_m)$, os seguintes passos são

necessários: 1) mudança de escala de ambos os eixos; 2) define o intervalo, λ , que será suavizado. Finalmente, a equação de resíduo que representa o VV é dada por:

$$\Delta\phi_{VV} = \begin{cases} Q_g - Q_1 & \text{se } V_m \leq v_1 - \lambda/8 \\ Q_g - p_{s,1}(V_m) & \text{se } v_1 - \lambda/8 < V_m \leq v_1 + \lambda/8 \\ Q_g - p_1(V_m) & \text{se } v_1 + \lambda/8 < V_m \leq v_2 - \lambda/8 \\ Q_g - p_{s,2}(V_m) & \text{se } v_2 - \lambda/8 < V_m \leq v_2 + \lambda/8 \\ Q_g - 0 & \text{se } v_2 + \lambda/8 \leq V_m \leq v_3 - \lambda/8 \\ Q_g - p_{s,3}(V_m) & \text{se } v_3 - \lambda/8 < V_m \leq v_3 + \lambda/8 \\ Q_g - p_2(V_m) & \text{se } v_3 + \lambda/8 < V_m \leq v_4 - \lambda/8 \\ Q_g - p_{s,4}(V_m) & \text{se } v_4 - \lambda/8 < V_m \leq v_4 + \lambda/8 \\ Q_g - Q_4 & \text{se } v_4 + \lambda/8 \leq V_m \end{cases} \quad (3.15)$$

Em conclusão, a definição das novas equações de resíduo, conseqüentemente das novas variáveis de estado - sendo que todos os sistemas FV possuem as variáveis de estado base $\mathbf{x}_{fv} = [v_{fv} \ i_{fv} \ m \ \alpha]^T$, depende da função de inversor inteligente ativa para cada sistema FV:

- FPF

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = [\Delta g_{FV} \ \Delta g_{CC-CA} \ \Delta\phi_{Inv,1} \ \Delta\phi_{Inv,2} \ \Delta\phi_{FPF,1} \ \Delta\phi_{FPF,2} \ \Delta\phi_{FPF,3}]^T$$

$$\mathbf{x}_{NCP} = [\xi_c \ Q_g^{LS} \ Q_g^{LI}]^T$$

- VW

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = [\Delta g_{FV} \ \Delta g_{CC-CA} \ \Delta\phi_{Inv,2} \ \Delta\phi_{VW,1} \ \Delta\phi_{VW,2} \ \Delta\phi_{VW,3} \ \Delta\phi_{VW,4} \\ \Delta\phi_{VW,5} \ \Delta g_{VW}]^T$$

$$\mathbf{x}_{NCP} = [\xi_c \ P_g^{max} \ P_g^{LS} \ P_g^{VW,LS} \ P_g^{VW,LI}]^T$$

- VV

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = [\Delta g_{FV} \ \Delta g_{CC-CA} \ \Delta\phi_{Inv,1} \ \Delta\phi_{Inv,2} \ \Delta\phi_{VV}]^T$$

$$\mathbf{x}_{NCP} = [\xi_c]$$

Os parâmetros necessários para a modelagem proposta incluem capacidade do inversor, dados da função de inversor inteligentes ativa, eficiência do inversor, além do datasheet dos módulos FV e configuração do arranjo FV. Em relação às funções de inversor inteligente, destaca-se o fator de potência especificado e os pontos da curva VV e VW. Além disso, as condições ambientais (temperatura do módulo e irradiância) e a admitância do transformador de acoplamento são necessárias.

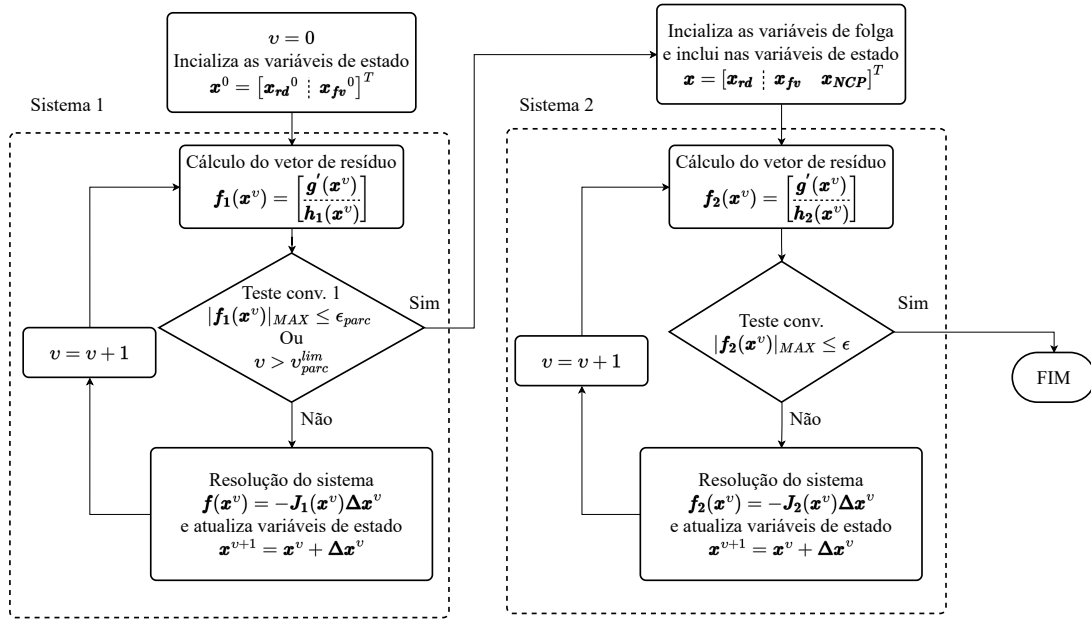


Figura 15 – Fluxograma da abordagem proposta.

A fim de aprimorar a convergência, o fluxo de potência é dividido na resolução de dois sistemas (ARRILLAGA; WATSON, 2001). Isso motivado tanto pela dependência da curva VV do Q_{disp} , quanto pelas diferenças de inicialização dos fasores de tensão na barra POI e no terminal do inversor. A Figura 15 apresenta o fluxograma dos dois sistemas. O primeiro sistema não considera o limite de capacidade do inversor e os controles não direto VV e VW, apenas inclui o FPF. Ou seja, $\mathbf{h}_1 = [\Delta\mathbf{g}_{FV} \ \Delta\mathbf{g}_{MPPT} \ \Delta\mathbf{g}_{CC-CA} \ \Delta\mathbf{g}_{Q_g}]^T$, sendo para o VV: $\Delta\mathbf{g}_{Q_g} = Q_g$. Assim, obtém um resultado parcial para o segundo sistema, o qual inclui todas as equações apresentadas.

A seguir é apresentado um passo a passo da modelagem proposta com detalhes de implementação.

Passo 1: $v = 0$; Inicialização das variáveis de estado

As variáveis de estado clássicas da rede, \mathbf{x}_{rd} , são inicializadas no *flat start*. As variáveis m e α são inicializadas em 1 e 0, respectivamente. Porém, para as variáveis v_{fv} e i_{fv} é encontrado um ponto próximo ao MPP através da identificação dos pontos da característica IxV (3.4). Nessa etapa, também é calculado os parâmetros do modelo ideal (i_{ph} , i_s e v_t) a nível de arranjo FV (2.8) em PU.

Um ponto importante nessa etapa é a tensão base CC utilizada para determinar os valores em PU desses parâmetros e assim das variáveis v_{fv} e i_{fv} . Nesse trabalho foi escolhido $V_{base} = \sqrt{3/8} V_{MPP} N_{ss}$, aproveitando da constante do inversor, e a mesma potência base do sistema.

Passo 2: Resolução do sistema 1

- **Passo 2.1: Cálculo do vetor de resíduo estendido $f_1(x^v)$**

Nessa etapa utiliza-se uma heurística para limitar o Q_{disp} evitando números imaginários caso $P_g \geq S_{nom}$ durante o processo iterativo.

se $P_g \geq S_{nom}$ então
 | $Q_{disp} = 0,1$
 senão
 | $Q_{disp} = \sqrt{S_{nom}^2 - P_g^2}$
 fim

- **Passo 2.2: Teste de convergência do sistema 1**

$$|f_1(x^v)|_{MAX} \leq \epsilon_{parc} \quad \text{Ou} \quad v > v_{parc}^{lim}$$

Caso verdadeiro, segue para o passo 3. Caso contrário, segue para o passo 2.3. Sendo ϵ_{parc} a tolerância para obter o resultado parcial e v_{parc}^{lim} um limite de número de iterações para o sistema 1.

- **Passo 2.3: Resolve o sistema $f_1(x^v) = -J_1(x^v)\Delta x^v$ para $\Delta x^v = [\Delta x_{rd}^v \quad \Delta x_{fv}^v]^T$ e atualiza as variáveis de estado**
- **Passo 2.4: $v \leftarrow v + 1$ e retorne para o passo 2.1.**

Passo 3: Inicialização das variáveis de folga x_{NCP}

Todas as variáveis de folga são inicializadas em 0, enquanto P_g^{max} é inicializada em S_{nom} .

Passo 4: Resolução do sistema 2

- **Passo 4.1: Cálculo do vetor de resíduo estendido $f_2(x^v)$**

Sendo $h_2(x^v) = [\Delta g \quad \Delta \phi]^T$, com todas as equações apresentadas para a modelagem proposta de acordo com as funções de inversor inteligente.

Nessa etapa, é utilizado a mesma heurística do sistema 1. Além disso, as splines da suavização da curva VV são definidas a cada iteração por causa de possíveis variações do Q_{disp} que leva a alterações na curva VV.

- **Passo 4.2: Teste de convergência**

$$|f_2(x^v)|_{MAX} \leq \epsilon$$

Caso verdadeiro, o processo é finalizado. Caso contrário, segue para o passo 4.3. Sendo ϵ a tolerância estabelecida para convergência final do fluxo de potência.

- **Passo 4.3: Resolve o sistema $f_2(x^v) = -J_2(x^v)\Delta x^v$ para $\Delta x^v = [\Delta x_{rd}^v \quad \Delta x_{fv}^v \quad \Delta x_{NCP}^v]^T$ e atualiza as variáveis de estado**
- **Passo 4.4: $v \leftarrow v + 1$ e retorne para o passo 2.1, caso $v + 1 \leq v_{max}$. Caso contrário, o processo é abortado devido ao limite do número de iterações**

Considere, a título de ilustração, um sistema de duas barras, sendo a barra 1 a referência e a barra 2 contendo um sistema FV com a função de inversor inteligente FPF. O método NR é realizado pela solução iterativa do seguinte sistema, considerando o sistema 2 ($\mathbf{f}_2(\mathbf{x})$), até que os resíduos estejam dentro da tolerância:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta Q_2 \\ \hline \Delta g_{FV} \\ \Delta g_{CC-CA} \\ \Delta \phi_{Inv,1} \\ \Delta \phi_{Inv,2} \\ \Delta \phi_{FPF,1} \\ \Delta \phi_{FPF,2} \\ \Delta \phi_{FPF,3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial V_2} & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial v_{fv}} & 0 & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial m} & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial \alpha} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial V_2} & \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial v_{fv}} & 0 & \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial m} & \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial \alpha} & 0 & 0 & 0 \\ \hline \frac{\partial \Delta g_{FV}}{\partial v_{fv}} & \frac{\partial \Delta g_{FV}}{\partial i_{fv}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial \Delta g_{CC-CA}}{\partial v_{fv}} & \frac{\partial \Delta g_{CC-CA}}{\partial i_{fv}} & \frac{\partial \Delta g_{CC-CA}}{\partial m} & \frac{\partial \Delta g_{CC-CA}}{\partial \alpha} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial \Delta \phi_{Inv,1}}{\partial v_{fv}} & \frac{\partial \Delta \phi_{Inv,1}}{\partial i_{fv}} & 0 & 0 & \frac{\partial \Delta \phi_{Inv,1}}{\partial \xi_c} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial \Delta \phi_{Inv,2}}{\partial v_{fv}} & \frac{\partial \Delta \phi_{Inv,2}}{\partial i_{fv}} & 0 & 0 & \frac{\partial \Delta \phi_{Inv,2}}{\partial \xi_c} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,1}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,1}}{\partial V_2} & \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,1}}{\partial v_{fv}} & 0 & \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,1}}{\partial m} & \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,1}}{\partial \alpha} & 0 & \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,1}}{\partial Q_g^{LS}} & \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,1}}{\partial Q_g^{LI}} \\ \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,2}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,2}}{\partial V_2} & \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,2}}{\partial v_{fv}} & 0 & \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,2}}{\partial m} & \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,2}}{\partial \alpha} & 0 & 0 & \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,2}}{\partial Q_g^{LI}} \\ \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,3}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,3}}{\partial V_2} & \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,3}}{\partial v_{fv}} & 0 & \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,3}}{\partial m} & \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,3}}{\partial \alpha} & 0 & \frac{\partial \Delta \phi_{FPF,3}}{\partial Q_g^{LS}} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_2 \\ \Delta V_2 \\ \Delta v_{fv} \\ \Delta i_{fv} \\ \Delta m \\ \Delta \alpha \\ \Delta \xi_c \\ \Delta Q_g^{LS} \\ \Delta Q_g^{LI} \end{bmatrix}$$

3.2 Modelagem direto fator de escala

O software OpenDSS é utilizado para analisar SDs desbalanceados no regime permanente senoidal, sendo o fluxo de potência trifásico com análise temporal, *quasi static time simulation*, uma das ferramenta disponíveis. Destaca-se que além de fornecer o OpenDSS em código aberto e livre, outra contribuição importante do EPRI foi o desenvolvimento das funções de inversores inteligentes (SMITH *et al.*, 2011; DUGAN; SUNDERMAN; SEAL, 2013; SUNDERMAN; DUGAN; SMITH, 2014; RADATZ *et al.*, 2020a). Dessa forma, a modelagem utilizada no OpenDSS dessas funções possui relevância e é bastante utilizada na literatura (RINGKJØB; HAUGAN; SOLBREKKE, 2018; GAO *et al.*, 2017; RADATZ, 2020; PROCOPIOU; PETROU; OCHOA, 2020). Neste trabalho essa modelagem é denominada DFE, isso para distinguir entre a modelagem implementada no software OpenDSS e a modelagem implementada no fluxo de potência NR desenvolvido.

A fim de representar as equações do modelo interno e os controles das funções de inversores inteligentes VV, VW e FPF em simulações *snapshot* são necessários, no mínimo, 22 parâmetros. Envolvendo desde as condições ambientais, características físicas em alto grau de abstração dos equipamentos modelados e parâmetros de controle. Alguns exemplos são a curva de eficiência do arranjo FV dependente da temperatura ($P-T_{Curve}(T)$) e a eficiência do inversor (η). Todos os parâmetros da modelagem são apresentados em (RADATZ *et al.*, 2020a).

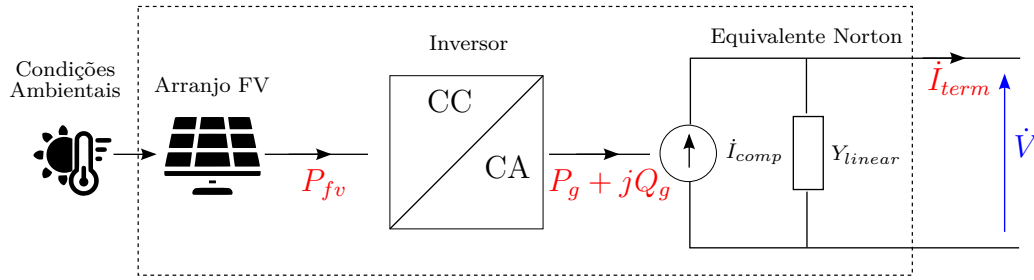


Figura 16 – Representação do elemento PVSystem no OpenDSS. Fonte: Adaptado de (RADATZ, 2020).

Para o método de fluxo de potência NR e elemento de conversão de potência modelado como potência constante, a potência injetada desse elemento é calculada apenas ao início da iteração de controle. Porém, caso o método utilize a injeção de corrente ou o elemento seja representado por outro modelo, é necessário realizar o cálculo a cada iteração de fluxo de potência. Para o sistema FV, o elemento é o *PVSystem* (Figura 16) incluindo o arranjo FV, representado pela fotocorrente, além da conversão e controles diretos (e.g., FPF) do inversor. Assim, o método de inclusão de controles e limites é o modelo interno da abordagem sequencial. Por outro lado, os controles não diretos, os quais dependem de alguma variável da rede (resultado do fluxo de potência), e.g., VV e VW, são incluídos pelo método lei de controle da abordagem sequencial através do elemento *InvControl*.

A potência gerada pelo sistema FV é obtida através de dois processos. O primeiro para montar o equivalente de Norton e o segundo para realizar as ações de controle não diretos. O fluxograma é apresentado na Figura 17a representa o laço de controle da abordagem sequencial com os dois processos destacados. Esses processos serão apresentados de forma parcial a seguir, considerando somente simulações *snapshot* e as funções de inversores inteligentes estudadas nesta dissertação. A implementação completa é apresentada em (RADATZ *et al.*, 2020a).

A Figura 17b apresenta um exemplo ilustrativo do funcionamento do método lei de controle para o VV. Desde do *flat start* e injeção de reativo nula (ponto 1) até o final da segunda iteração de controle (ponto 5) são destacados os pontos de operação parciais obtidos e o efeito do fator de escala.

Passo 1: Cálculo da potência CC de saída do arranjo FV

$$P_{fv} = P_{MPP,STC} \times G \times P\text{-}TCurve(T)$$

A curva $P\text{-}TCurve(T)$ foi estimada com base no coeficiente de P_g encontrado no datasheet.

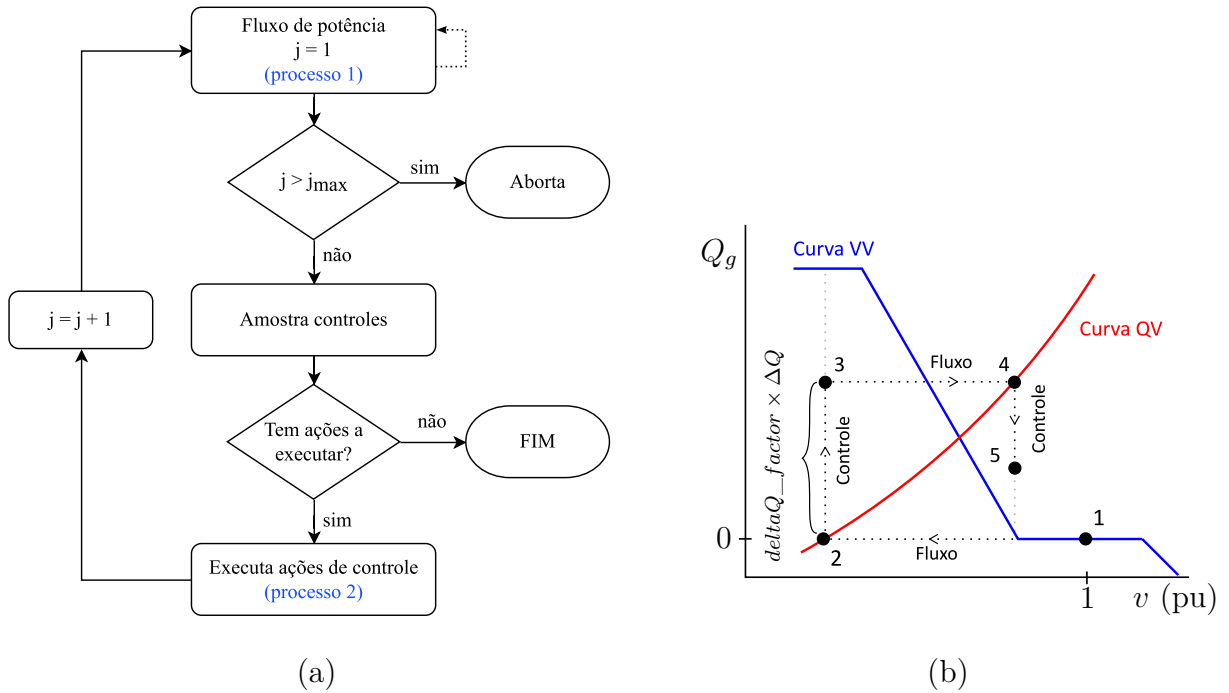


Figura 17 – (a) Fluxograma. (b) apresenta um exemplo ilustrativo do funcionamento da modelagem DFE para a função inteligente VV. Sendo $\Delta Q = (q_{Dend} \times Q_{base} - Q_{ac})$.

Passo 2: Cálculo da potência ativa desejada de saída do inversor

$$P'_g = \begin{cases} P_{LimitMin} & \text{se } P_{fv} \times \eta \geq P_{LimitMin} \\ P_{fv} \times \eta & \text{caso contrário} \end{cases}$$

Sendo $P_{LimitMin} = \min(P_{MPP,STC}, P_{Limit,VW})$

Passo 3: Especificação da potência reativa desejada de saída do inversor

$$Q'_g = \begin{cases} signal(fp) \times P'_g \tan(\arccos(fp)) & \text{se FPF} \\ \text{Definido no processo 2} & \text{se VV} \end{cases}$$

Passo 4: Verificação da capacidade do inversor

Se a capacidade do inversor (S_{nom}) não for ultrapassada ($P_g'^2 + Q_g'^2 \leq S_{nom}^2$), as potências de saída são iguais as potências desejadas. Caso seja ultrapassada ($P_g'^2 + Q_g'^2 > S_{nom}^2$), dependerá do modo de operação:

- **Prioridade fator de potência:**

$$P_g = S_{nom} \times |fp|$$

$$Q_g = S_{nom} \times \sqrt{1 - fp^2} \times signal(fp)$$

- **Prioridade watt:**

$$P_g = \begin{cases} S_{nom} & \text{se } P_g' \geq S_{nom} \\ P_g' & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$Q_g = \sqrt{S_{nom}^2 - P_g^2}$$

• **Prioridade var:**

$$Q_g = \begin{cases} S_{nom} \times signal(Q'_g) & \text{se } |Q'_g| \geq S_{nom} \\ Q'_g & \text{caso contrário} \end{cases}$$

$$P_g = \sqrt{S_{nom}^2 - Q_g^2}$$

O segundo processo é realizado na etapa 'Executa ações de controle' do laço de controle. Antes de descreve-lo é necessário especificar as duas etapas anteriores:

- **'Amostra controles':** a tensão monitorada resultante do fluxo de potência (v_{mon}) é amostrada;
- **'Tem ações a executar?':** na primeira iteração de controle a ação de controle sempre é executada. Para $j > 1$, os seguintes critérios associados a cada função de inversor inteligentes são verificados:
 - Passo da tensão monitorada: $\Delta v_{mon,j} = v_{mon,j} - v_{mon,j-1} < \epsilon$
 - Critério de potência reativa: $\left| q_{Dfim,j} - \frac{Q_{g,j}}{Q_{base,j-1}} \right| < \epsilon$
 - Critério de potência ativa: $\left| \frac{P_{Limit,VW,j}}{P_{base,j-1}} - p_{Lfim,j} \right| < \epsilon$

Passo 1: Cálculo das potências de base

Define o eixo Y das curvas VV e VW, dadas em pu, a partir das seguintes opções de potências base:

$$Q_{base} = \begin{cases} S_{nom} \\ \sqrt{S_{nom}^2 - P_{ac}^2} \end{cases}$$

$$P_{base} = \begin{cases} P_{MPP,STC} \\ P_{fv} \times \eta(P_{fv}) \\ S_{nom} \end{cases}$$

Passo 2: Encontra o limite de potência ativa, p_{Lfun} , e o valor desejado de reativa, q_{Dfun} , diretamente pela curva de controle (*look-up table*)

Passo 3: Define os limites da capacidade do inversor

$$q_{Dlim} = \begin{cases} \min\left(\frac{\sqrt{S_{nom}^2 - P_g^2}}{Q_{base}}, \frac{S_{nom}}{Q_{base}}\right) & \text{se } Q_{base} = S_{nom} \text{ e prioridade watt} \\ \frac{S_{nom}}{Q_{base}} & \text{outros casos e modos de operação} \end{cases}$$

Passo 4: Cálculo dos valores finais para o método lei de controle

$$q_{Dend} = \min(|q_{Dfun}|, |q_{Dlim}|) \times signal(q_{Dfun})$$

Passo 5: Heurística para atualizar o fator de escala:

```

se  $\Delta v_{mon,j} > 0.8 v_{mon,j-1}$  e  $\delta > 0.2$  então
|  $\delta_{j+1} = \delta_j - 0.1$ 
senão se  $\Delta v_{mon,j} > 0.6 v_{mon,j-1}$  e  $\delta > 0.2$  então
|  $\delta_{j+1} = \delta_j - 0.05$ 
senão se  $\Delta v_{mon,j} < 0.2 v_{mon,j-1}$  e  $\delta < 0.9$  então
|  $\delta_{j+1} = \delta_j + 0.1$ 
senão se  $\Delta v_{mon,j} < 0.4 v_{mon,j-1}$  e  $\delta < 0.9$  então
|  $\delta_{j+1} = \delta_j + 0.05$ 
fim

```

Passo 6: Método lei de controle

$$P_{Limit,VW} = P_g + (p_{Lfun} \times P_{base} - P_g) \times \delta_P$$

$$Q'_g = Q_g + (q_{Dend} \times Q_{base} - Q_g) \times \delta_Q$$

3.3 Considerações Finais

Este trabalho propõe uma modelagem do sistema FV considerando as funções de inversores inteligentes FPF, VV e VW para o fluxo de potência NR. Para tal, utiliza da abordagem unificada e da ferramentas de suavização e problema de complementaridade para que os limites também sejam incluídos pela abordagem unificada.

Considerando a popularidade e relevância do software OpenDSS em relação às funções de inversores inteligentes, também foi estudada e implementada, em código próprio de fluxo de potência NR, a modelagem utilizada no OpenDSS. Isso visando comparar o desempenho de ambas modelagens, haja vista as diferenças de modelos e de abordagens.

Nesse capítulo foi apresentada a modelagem proposta, incluindo fluxograma e instruções de passo a passo para implementação, assim como a modelagem DFE. O próximo capítulo apresentará os resultados obtidos buscando validar e apresentar as características da modelagem proposta além da comparação com a modelagem DFE.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo serão apresentados os principais resultados obtidos utilizando a modelagem proposta no fluxo de potência NR. Assim como a comparação com a consagrada modelagem DFE. Todas as simulações foram pensadas buscando explorar as vantagens e desvantagens da modelagem das funções de inversores inteligentes no fluxo de potência, além de identificar aprimoramentos, abordagens e modelos mais adequados para cada tipo de análise.

Primeiramente, na seção 4.1 apresenta-se a sistemática de avaliação utilizada nas simulações, ou seja, sistemas testes, configurações, parâmetros e métricas. A modelagem proposta é validada e exemplificada na seção 4.2 e na seção 4.3 suas características são aprofundadas. Por fim, a seção 4.4 apresenta a comparação da modelagem proposta com a modelagem DFE.

4.1 Sistemática de avaliação

Os algoritmos de fluxo de potência com a modelagem proposta e a modelagem DFE foram implementados em MATLAB. Para a solução do sistema de equações linear a cada iteração do método NR foi utilizado o método padrão do MATLAB, uma solução genérica com diferentes métodos de solução escolhido a depender das características do sistema. As simulações foram executadas em computador com processador Core i5-1135G7 2,40 GHz e 8 GB de memória e Windows 10 como sistema operacional.

Vale salientar, mais um vez, que o software OpenDSS não é utilizado para obter resultados apresentados nesse capítulo, mas uma implementação própria com modelagem das funções de inversores inteligentes baseada na que o software utiliza. Essa escolha visa analisar apenas a modelagem, retirando outras variáveis que a utilização do software acarretaria, como, método de solução de fluxo de potência e representação da rede (OpenDSS é trifásica).

Em todas as simulações, os parâmetros utilizados na modelagem proposta foram: $\epsilon_{\text{parc}} = 1e - 2$; $v_{\text{parc}}^{\text{lim}} = 6$; $\epsilon = 1e - 6$; e $v_{\text{max}} = 50$. E para a modelagem DFE: $\epsilon = 1e - 6$ e $j_{\text{max}} = 50$, tanto para o fluxo de potência quanto para o laço de controle.

Em todas as simulações é utilizado a mesma configuração de sistema FV com inversor de 44 MVA e arranjo FV de 40 MWp. O sistema FV possui as seguintes características: módulo FV Kyocera KU330-8BCA (Kyocera, 2023), com a configuração de arranjo FV de $N_{pp} = 2472$ e $N_{ss} = 49$ módulos; inversor de $S_{nom} = 44 \text{ MVA}$ e $\eta = 0,98$; modo de operação prioridade watt; e transformador de acoplamento com 0,06 pu de reatância. As curvas VV e VW também mantém-se com os mesmos parâmetros. A Tabela 3 apresenta

Tabela 3 – Parâmetros da curva VV recomendados pelo padrão IEEE1547-2018 e os utilizados neste trabalho, Q_i^* .

Pontos	v_i (pu)	Q_i (% Q_{nom})	Q_i^* (% Q_{disp})
1	0,92	44 (cap.)	100 (cap.)
2	0,98	0	0
3	1,02	0	0
4	1.08	44 (ind.)	100 (ind.)

Tabela 4 – Parâmetros da curva VW recomendados pelo padrão IEEE1547-2018 e utilizados neste trabalho.

	v_i (pu)	P_i (% S_{nom})
P1	1,06	100 (cap.)
P2	1,1	0

os parâmetros da curva VV utilizados neste trabalho, colunas v_i e Q_i^* , assim como os recomendados como padrão pela IEEE 1547-2018 (IEEE SA, 2018). Para a curva VW, a Tabela 4 apresenta os parâmetros utilizados, os quais são os mesmo que os recomendados como referência pelo padrão IEEE.

No total foram utilizados três sistemas testes. O primeiro e mais simples é um sistema FV conectado à um barramento infinito através de uma reatância, ou seja, um equivalente de Thévenin na barra POI, conforme a Figura 18 apresenta, também conhecido como gerador único-barra infinita. O valor de reatância adotado é de 0,01 pu, reproduzindo uma rede forte. Os outros dois sistemas testes são o IEEE 14 barras e IEEE 30 barras, conforme Figuras 19 e 20, escolhidos por serem dois dos sistemas testes mais utilizados em simulações (PEYGHAMI *et al.*, 2019). Neste trabalho, o IEEE 30 é o sistema teste que possui maior relevância. Em relação aos dados obtidos do MATPOWER (ZIMMERMAN; MURILLO-SANCHEZ; THOMAS, 2011), apenas as tensões especificadas nas barras 1, 5 e 8 do IEEE30 foram alteradas para 1,10 pu.

Diversas configurações foram simuladas motivadas pelos objetivos de cada grupo de simulações, cada uma delas é apresentada e nomeados na Tabela 5. No total foram 14 configurações, a maioria substituindo apenas um gerador por um sistema FV, porém nas configurações IEEE30-FVs e IEEE14-FVs todos os geradores e compensadores síncronos, com exceção a barra de referência, foram substituídos por sistemas FV.

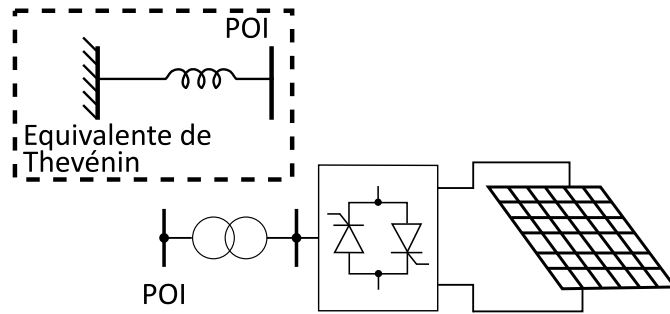


Figura 18 – Gerador único-barramento infinito com equivalente de Thevénin.

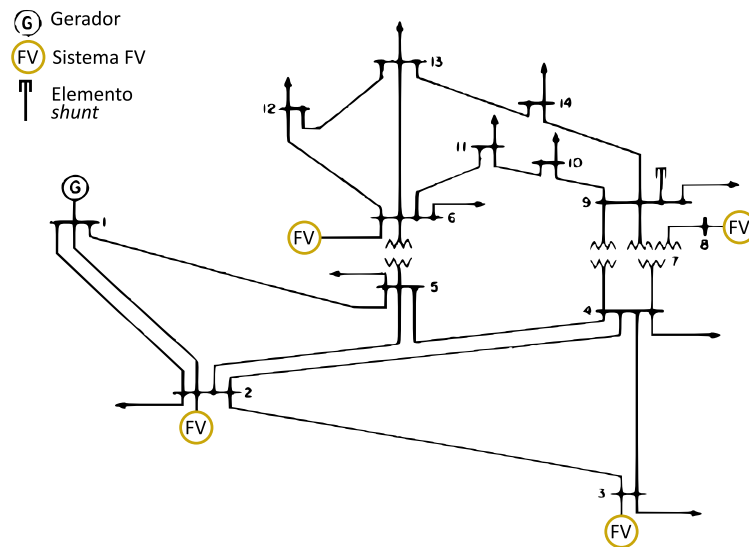


Figura 19 – Esquemático do sistema teste IEEE14 com sistemas FV (IEEE14-FVs).

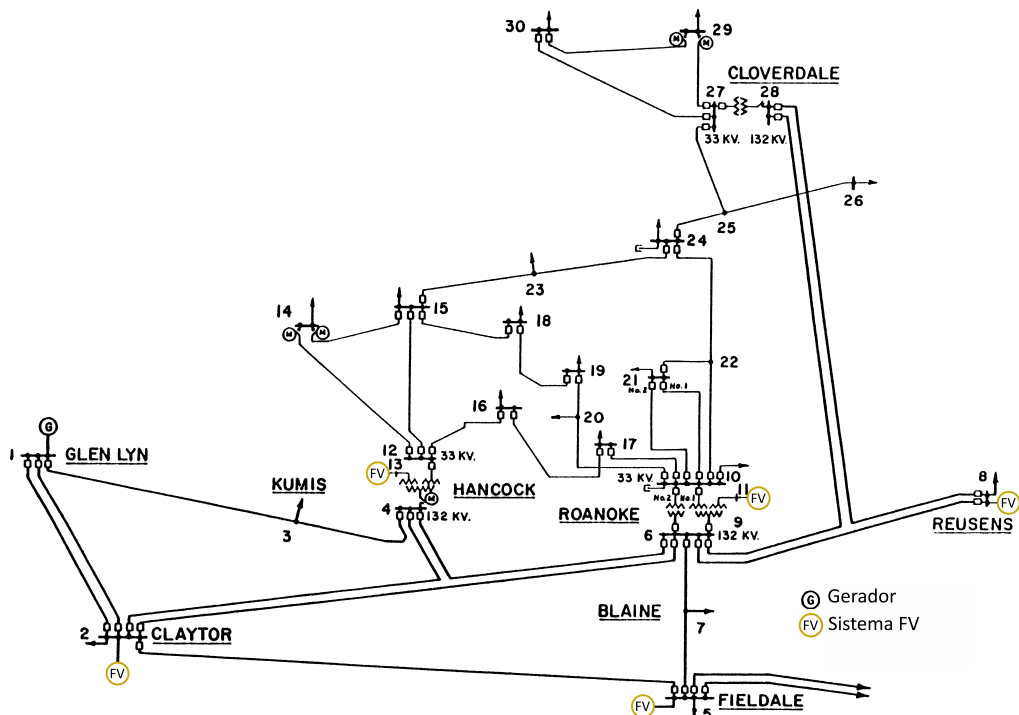


Figura 20 – Esquemático do sistema teste IEEE30 com sistemas FV (IEEE30-FVs).

Tabela 5 – Parâmetros das configurações simuladas.

	Barra FV	V_1 (pu)	G (W/m^2)	T ($^{\circ}C$)	Controle
2B-FPF-A	2	1,00	1000	25	FPF ($fp = 0,95$)
2B-FPF-B	2	1,00	1100	25	FPF ($fp = 0,95$)
2B-FPF-C	2	1,00	1200	25	FPF ($fp = 1,00$)
2B-VV-A	2	0,95	1000	25	VV
2B-VV-B	2	0,98	1000	25	VV
2B-VW-A	2	1,00	1000	25	VW
2B-VW-B	2	1,00	1000	25	VW
IEEE30-FPF-A	2	1,10	1000	25	FPF ($fp = 0,95$)
IEEE30-FPF-B	2	1,10	1000	25	FPF ($fp = 0,80$)
IEEE30-VV-A	2	1,10	1000	25	VV
IEEE30-VV-B	2	1,10	1150	25	VV
IEEE30-VW	2	1,10	1000	25	VW
	2	1,10	800	40	FPF ($fp = 0,95$)
	5	1,10	900	48	VV
IEEE30-FVs	8	1,10	1000	55	VW
	11	1,10	1200	60	FPF ($fp = 0,95$)
	13	1,10	920	50	VV
	2	1,06	800	40	FPF ($fp = 0,95$)
IEEE14-FVs	3	1,06	900	48	VV
	6	1,06	1000	55	VW
	8	1,06	920	50	VV

Os resultados são divididos em três partes baseadas nos seus objetivos. Primeiramente, as simulações visam validar a modelagem proposta e demonstrar a base do seu funcionamento através do sistema teste 2 barras. Para tal, são utilizados gráficos representando os pontos encontrados para diferentes entradas de acordo com cada função de inversor inteligente, além disso são apresentadas as variáveis pós POI e a curva de convergência (erro máximo a cada iteração) demonstrando o efeito do resultado parcial. Em seguida, outras simulações no sistema teste IEEE30 aprofundam a caracterização da modelagem proposta, com foco na curva de convergência, número de iterações, custo computacional (através de estatísticas simples do tempo de execução de 10 simulações) e em todas as variáveis obtidas.

Por fim, as últimas simulações buscam compreender quais as vantagens e desvantagens da modelagem proposta através da comparação com a modelagem DFE. Em primeiro lugar, se demonstra que ambas modelagens convergem para o mesmo resultado. Depois, o desempenho computacional (também a partir de 10 simulações), o número de iterações, e a curva de convergência de ambas modelagens são comparados.

A última simulação comparativa, e com grande relevância, é uma análise indicativa da robustez numérica (de convergência) das modelagens, baseada na análise apresentada em (RUBIRA; WIGINGTON, 2016). Diversos trabalhos buscaram analisar a convergência do fluxo de potência (RUBIRA; WIGINGTON, 2016; TOSTADO; KAMEL; JURADO, 2019; KARIMI *et al.*, 2019; ARAUJO *et al.*, 2010; LAGACE, 2012), alguns apresentando o conceito de região de convergência ou região de atração (pontos iniciais de variáveis de estado que convergem para o resultado correto). Entretanto, Thorp e Naqavi (1997) apresentaram que tal região de convergência para o fluxo de potência NR possui fronteiras fractais. Portanto, o cálculo analítico da região de convergência é um problema de elevada complexidade, sendo normalmente atacado através da força bruta (simulações sucessivas com diferentes condições iniciais). A análise de robustez utilizada neste trabalho consiste em: a partir do ponto de convergência das variáveis de estado da rede (variáveis internas e de folga são mantidas no valor inicializado), 100 novos valores iniciais são gerados através de uma perturbação aleatória gaussiana com média nula. Assim, a métrica consiste na quantidade de vezes que as modelagens convergem corretamente dados as novas variáveis da rede.

4.2 Validação e exemplo didático

Nesta seção são apresentados os resultados das simulações com objetivo de validar a modelagem proposta, além de apresentar a base do seu funcionamento. Todas as simulações desta seção utilizaram o sistema teste de 2 barras.

Primeiramente, as Figuras 21, 22 e 23 apresentam a validação da modelagem proposta para as funções de inversores inteligentes FPF, VV e VW, respectivamente.

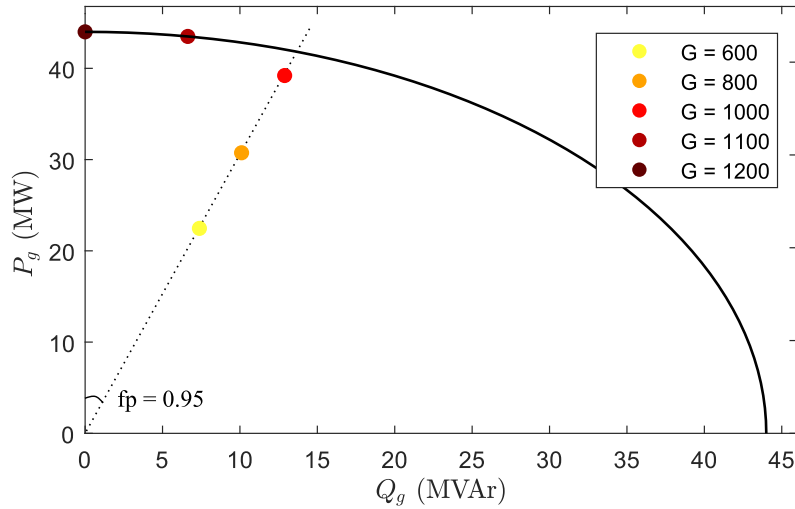


Figura 21 – Pontos de operação obtidos utilizando FPF $fp = 0,95$ para diferentes níveis de irradiação. Demonstrando o efeito da prioridade watt.

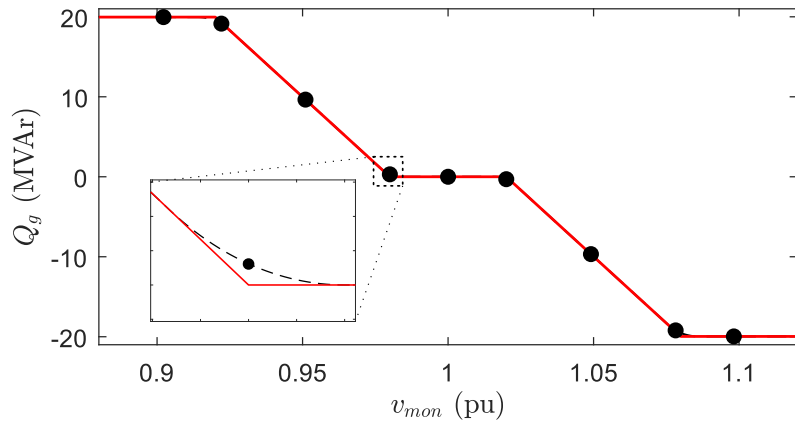


Figura 22 – Pontos de operação obtidos utilizando VV para diferentes tensões V_1 . Em detalhe o efeito da suavização.

Para a validação do FPF, o nível de irradiação foi alterado entre 600 W/m^2 e 1200 W/m^2 . Sendo que a restrição da capacidade do inversor (S_{nom}) atua nos pontos com 1100 W/m^2 e 1200 W/m^2 , demonstrando o efeito do modo de operação prioridade watt, no qual a potência reativa requisitada é renunciada até ser nula. Ou seja, o fator de potência deixa de ser fixo em 0,95 até chegar no limite unitário.

A magnitude de tensão do barramento infinito (V_1) é alterada a fim de obter diferentes pontos de operação ao longo da curva VV e validar a sua implementação. Em detalhe, é apresentado o efeito da ferramenta de suavização para a representação do VV no fluxo de potência. O ponto de operação é obtido na função spline, ao invés da curva VV. Porém, o erro máximo absoluto obtido é de 0,3058 MVar, o que equivale à 1,5% do Q_1 .

Para a validação do VW, V_1 também é alterado a fim de obter diferentes pontos de operação dentro da região de operação permitida pela curva VW. No cenário simulado, a partir de $V_1 = 1,09$ o limite do VW atua reduzindo a potência ativa gerada.

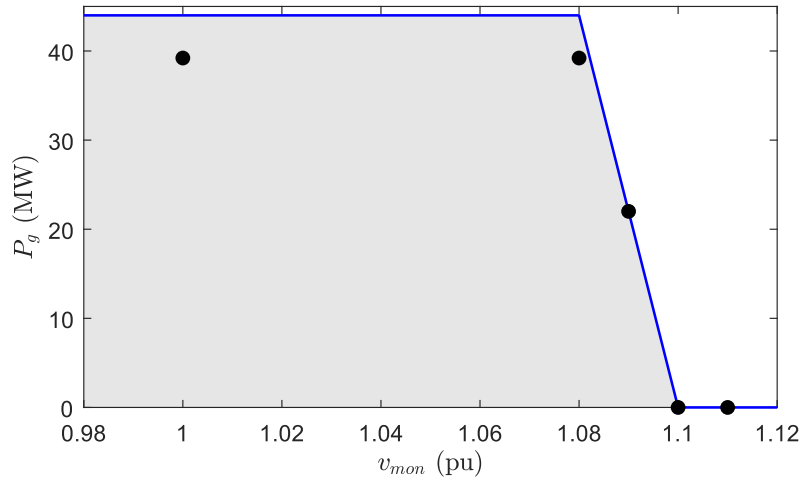


Figura 23 – Pontos de operação obtidos utilizando VW para diferentes tensões V_1 .

A fim de apresentar com maior detalhes os efeitos das funções de inversores inteligentes, a Tabela 6 apresenta as variáveis pós POI das sete configurações para o sistema teste de 2 barras, sendo eles alguns dos pontos de operação representados nas figuras 21-23.

As configurações 2B-FPF-A e 2B-FPF-B, ambas apresentadas na Figura 21, demonstram a variação do fator de potência especificado de 0,95 para 0,9886 por causa do crescimento de irradiação. Para tal, a variável de folga Q_g^{LS} é acionada em 2B-FPF-B durante o processo iterativo. Na configuração 2B-FPF-C, apenas a variável de folga ξ_c é acionada por causa da elevada irradiação e o fator de potência ter sido especificado em 1. Perceba que em ambas as configurações que violam o limite da capacidade do inversor (2B-FPF-B e 2B-FPF-C) a potência aparente é corretamente limitada em 44 MVA.

Ambas as configurações com VV, 2B-VV-A e 2B-VV-B, foram apresentadas na Figura 22. No resultado da configuração 2B-VV-B, observa-se o erro da potência reativa injetada causado pela suavização da curva VV. Além de apenas ter resultado para a variável de folga ξ_c , a qual representa o limite de capacidade do inversor, dado que a ferramenta de suavização não requer nenhuma.

O primeiro ponto que observa-se nas configurações com VW, ambas apresentadas na Figura 23, são os valores corretos de P_g^{max} . Em 2B-VW-A, tem-se 0,44 pu referentes ao $S_{nom} = 44 \text{ MVA}$, sendo calculado devido à variável de folga não nula $P_g^{VW,LS}$ do segundo MCP. Em 2B-VW-B, a limitação da potência ativa gerada é causada pelo cálculo da variável de folga P_g^{LS} no primeiro MCP.

Por último, a Figura 24 apresenta a curva de convergência para a configuração 2B-VV-A. A mudança entre o primeiro e o segundo sistema da modelagem proposta é destacada. Percebe-se que essa mudança pode acarretar em uma curva de convergência não monotônica, dado que ocorre alteração e adição de equações de resíduos. Porém, o número de iterações total apresenta um crescimento relativamente pequeno em relação à

Tabela 6 – Resultados pós POI das sete configurações para o sistema teste 2 barras.

	2B-FPF-A	2B-FPF-B	2B-FPF-C	2B-VV-A	2B-VV-B	2B-VW-A	2B-VW-B
V_1 (pu)	1,0000	1,0000	1,0000	0,9500	0,9800	1,0000	1,0900
P_g (MW)	39,2114	43,4974	44,0000	39,2114	39,2114	39,2114	22,0041
Q_g (MVar)	12,8882	6,6315	0,0000	9,6463	0,3058	0,0000	0,0000
S_g (MVA)	41,2751	44,0000	44,0000	40,3805	39,2126	39,2114	22,0041
fp	0,9500	0,9886	1,0000	0,9710	1,0000	1,0000	1,0000
ξ_c	0,0000	0,0000	0,6342	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Q_g^{LI}	0,0000	0,0000	0,0000				
Q_g^{LS}	0,0000	0,0767	0,0000				
P_g^{max}						0,4400	0,2200
P_g^{LS}						0,0000	1,8336
$P_g^{VW,LI}$						0,0000	0,0000
$P_g^{VW,LS}$						1,7602	0,0000

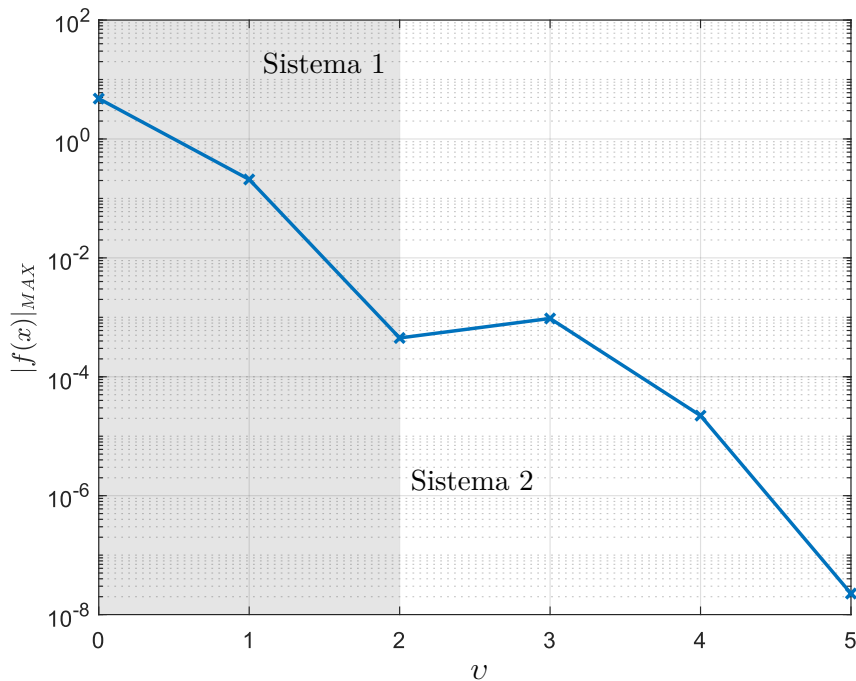


Figura 24 – Curva de convergência da configuração 2B-VV-A.

um fluxo de potência clássico (2 a 3 iterações), visto que a modelagem proposta inclui uma modelagem detalhada e a função de inversor inteligente VV.

4.3 Ilustração da modelagem

Nesta seção as características da modelagem proposta serão apresentadas com mais detalhes. O objetivo desse conjunto de simulações realizadas no sistema teste IEEE30

Tabela 7 – Resultados da modelagem proposta para as configurações com 1 sistema FV no sistema teste IEEE30.

	IEEE30-FPF-A	IEEE30-FPF-B	IEEE30-VV-A	IEEE30-VV-B	IEEE30-VW
v_{fv} (pu)	1,6509	1,6509	1,6509	1,7767	1,8243
i_{fv} (pu)	0,2424	0,2424	0,2424	0,2527	0,1936
m	1,0836	1,0895	1,0562	0,9974	0,9704
α (deg)	-3,9081	-3,9442	-3,7412	-3,5850	-4,0886
V_k (pu)	1,0955	1,1015	1,0679	1,0851	1,0841
V_m / V_2 (pu)	1,0887	1,0908	1,0790	1,0854	1,0843
P_g (MW)	39,2114	39,2114	39,2114	44,0000	34,6194
Q_g (MVA _r)	12,8882	19,9616	-19,3544	-0,0002	0,0000
S_g (MVA)	41,2752	44,0000	43,7279	44,0000	34,6194
fp	0,9500	0,8912	-0,8967	1,0000	1,0000
ξ_c	0,0000	0,0000	0,0000	0,3626	0,0000
Q_g^{LI}	0,0000	0,0000			
Q_g^{LS}	0,0000	0,0095			
P_g^{max}					0,3462
P_g^{LS}					0,6809
$P_g^{VW,LI}$					0,0000
$P_g^{VW,LS}$					0,0000

foi demonstrar as demais variáveis obtidas diretamente que não foram apresentadas na seção anterior, os custos computacionais e as características de convergência em diferentes configurações.

A tabela 7 apresenta todas variáveis de estado obtidas pela modelagem proposta e algumas variáveis calculadas diretamente para as configurações com um único sistema FV no IEEE30. Os efeitos das funções de inversores inteligentes nas variáveis internas do sistema FV e, portanto, nas potências injetadas ficam claros nos resultados. Por exemplo, as mudança das variáveis de controle m e α para a operação em fatores de potência diferentes em IEEE30-FPF-A e IEEE30-FPF-B, as variações de tensão e corrente de saída do módulo v_{fv} e i_{fv} para que ocorra a limitação da potência ativa gerada P_g em IEEE30-VW, e o seu crescimento em IEEE30-VV-B. Em relação aos MCPs, mais uma vez percebe-se a atuação para que os controles e limites sejam representados adequadamente, com destaque para a configuração IEEE30-VV-B, na qual o limite da capacidade do inversor atua devido à alta irradiação acarretando em potência reativa disponível nula.

A Tabela 8 demonstra que a modelagem proposta converge para resultados coerentes quando há representação em detalhes e com funções de inversores inteligentes ativas de mais

Tabela 8 – Resultados da modelagem proposta para os 5 sistemas FV da configurações IEEE30-FVs.

	FV #2 (FPF)	FV #5 (VV)	FV #8 (VW)	FV #11 (FPF)	FV #13 (VV)
v_{fv} (pu)	1,5203	1,4825	1,4508	1,4291	1,4733
i_{fv} (pu)	0,1943	0,1943	0,1943	0,1943	0,1943
m	1,0953	1,0635	1,0741	1,1567	1,1038
α (deg)	-1,6778	-7,3740	-4,2379	-1,9731	-3,8815
V_k (pu)	1,0197	0,9655	0,9543	1,0123	0,9959
V_m (pu)	1,0143	0,9579	0,9545	1,0071	0,9960
P_g (MW)	28,9424	28,2215	27,6195	27,2049	28,0468
Q_g (MVAr)	9,5129	12,4186	0,0000	8,9418	0,0000
S_g (MVA)	30,4657	30,8330	27,6195	28,6368	28,0468
fp	0,9500	0,9153	1,0000	0,9500	1,0000
ξ_c	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Q_g^{LI}	0,0000			0,0000	
Q_g^{LS}	0,0000			0,0000	
P_g^{max}			0,4400		
P_g^{LS}			0,0000		
$P_g^{VW,LI}$			0,0000		
$P_g^{VW,LS}$			2,7618		

de um sistema FV. Além das funções de inversores inteligentes, as condições ambientais influenciam no comportamento do sistema FV. Os resultados apresentam as variações das variáveis internas, e assim da injeção de potência ativa, para cada sistema FV com irradiação e temperatura diferentes. Isso fica claro ao comparar os resultados do sistema FV #2 e #11, ambos com FPF e o mesmo fator de potência especificado, porém em condições ambientais diferentes. Assim como influenciam na potência reativa injetada dado sua dependência com a potência ativa injetada, modo de operação prioridade watt e definição do eixo y da curva VV.

O custo computacional é analisado pelo tempo de execução médio para 10 simulações, conforme apresentado na Tabela 9. A fim de entender o impacto da modelagem proposta, o resultado para o sistema teste IEEE30 padrão, ou seja, sem substituir o gerador da barra 2 pelo sistema FV, também é apresentado. Para a inclusão de um único sistema FV, o tempo de execução médio obtido foi entre 2 a 3 vezes maior que o IEEE30 padrão. A exceção é a configuração IEEE30-VV-B, a qual será detalhada na análise de convergência. Na configuração com 5 das 30 barras com sistemas FV modelados detalhadamente e executando uma função de inversor inteligente, o custo computacional foi de 4,34 vezes maior do que o caso base. Em conclusão, a modelagem proposta acarreta em um custo

Tabela 9 – Tempo de execução médio, $t_{m\u00e9dio}$, e desvio padr\u00e3o, σ , de 10 simula\u00e7\u00f5es. Sendo t_{base} a m\u00e9dia para o sistema teste IEEE30 padr\u00e3o, \u00faltima linha.

	$t_{m\u00e9dio}$ (s)	$t_{m\u00e9dio}/t_{base}$	σ
IEEE30-FPF-A	0,2109	2,12	0,0175
IEEE30-FPF-B	0,2637	2,65	0,0166
IEEE30-VV-A	0,2663	2,68	0,0227
IEEE30-VV-B	0,6433	6,47	0,0307
IEEE30-VW	0,2766	2,78	0,0266
IEEE30-FVs	0,4311	4,34	0,0347
IEEE30	0,0994	1,00	0,0117

computacional consideravelmente maior em rela\u00e7\u00e3o ao fluxo de pot\u00eancia tradicional, por\u00e9m n\u00e3o limitante a depender da necessidade de conhecer vari\u00e1veis internas e do objetivo do estudo realizado.

A fim de analisar a caracter\u00edstica de converg\u00eancia da modelagem proposta, primeiramente \u00e9 apresentado na Tabela 10 o n\u00famero de itera\u00e7\u00f5es total e parcial para cada uma das configura\u00e7\u00f5es do IEEE30. Assim como no custo computacional, o sistema teste IEEE30 padr\u00e3o \u00e9 utilizado como base. Nota-se, a princ\u00edpio, que o sistema 1 converge rapidamente, em no m\u00e1ximo 3 itera\u00e7\u00f5es. O n\u00famero de itera\u00e7\u00f5es totais mant\u00e9m-se abaixo de 3 vezes o n\u00famero de itera\u00e7\u00f5es do caso base, com exce\u00e7\u00e3o da configura\u00e7\u00e3o IEEE30-VV-B.

A configura\u00e7\u00e3o IEEE30-VV-B apresenta-se em destaque devido ao seus elevados custo computacional e n\u00famero de itera\u00e7\u00f5es em rela\u00e7\u00e3o as outras configura\u00e7\u00f5es. Esse destaque pode ser observado tamb\u00e9m na curva de converg\u00eancia, conforme apresentado na Figura 25d. Uma poss\u00edvel causa \u00e9 a heur\u00edstica utilizada na modelagem proposta para limitar o valor da pot\u00eancia reativa dispon\u00edvel, a fim de evitar n\u00fameros imagin\u00e1rios durante a converg\u00eancia, visto que essa heur\u00edstica \u00e9 ativada nas primeiras 4 itera\u00e7\u00f5es do sistema 2. Portanto, esse ponto deve ser visto como uma poss\u00edvel melhoria da modelagem em trabalhos futuros.

A curva de converg\u00eancia da configura\u00e7\u00e3o IEEE30-VW tamb\u00e9m apresentou caracter\u00edstica n\u00e3o monot\u00f4nica durante a solu\u00e7\u00e3o do sistema 2, conforme apresentado na Figura 25e. Por\u00e9m, a causa identificada, nesse caso, \u00e9 a intera\u00e7\u00e3o entre a pot\u00eancia ativa injetada, sendo limitada ao longo da converg\u00eancia, e a defini\u00e7\u00e3o do limite m\u00e1ximo da curva VV, ambos relacionados com a tens\u00e3o monitorada. Para a configura\u00e7\u00e3o IEEE30-FVs (Figura 25f), nota-se uma curva de converg\u00eancia semelhante \u00e0 apresentada na \u00faltima se\u00e7\u00e3o, apesar de necessitar de um maior n\u00famero de itera\u00e7\u00f5es. Vale salientar que nesse caso, de todos os MCPs, apenas um dos dois MCPs do sistema FV #8 atua. As curvas de converg\u00eancia das

Tabela 10 – Número de iterações total, v , e parcial, v_{parc} . Sendo v_{base} o número de iterações para o sistema teste IEEE30 padrão, última linha.

	v	v_{parc}	v/v_{base}
IEEE30-FPF-A	4	2	1,33
IEEE30-FPF-B	6	2	2,00
IEEE30-VV-A	5	2	1,67
IEEE30-VV-B	13	2	4,33
IEEE30-VW	8	2	2,67
IEEE30-FVs	8	3	2,67
IEEE30	3	-	1,00

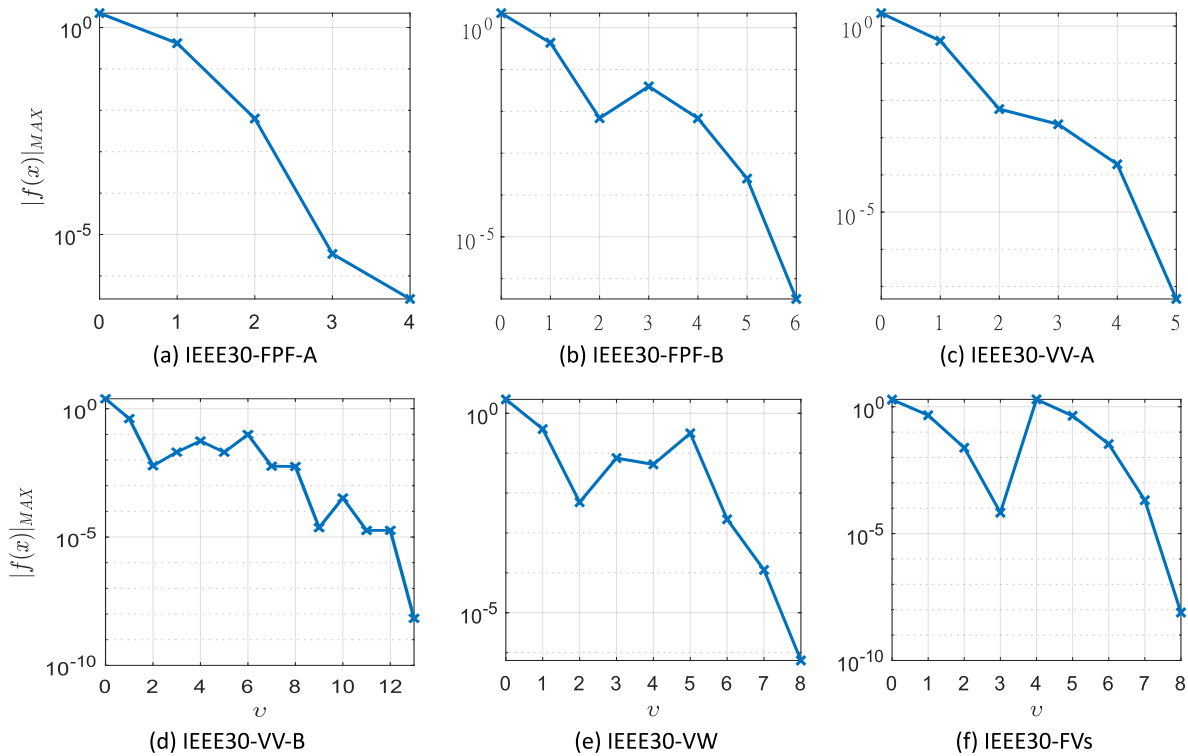


Figura 25 – Curvas de convergência para as seis configurações simuladas no sistema teste IEEE30.

configurações IEEE30-FPF-A, IEEE30-FPF-B e IEEE30-VV-A, apresentadas nas Figuras 25a-c, respectivamente, são similares às já explicadas.

4.4 Comparação entre modelagens

O último conjunto de simulações, cujos resultados são apresentados nesta seção, buscou comparar o custo computacional e a característica de convergência da modelagem proposta com os da modelagem DFE. O objetivo da comparação é compreender as

Tabela 11 – Resultados pós POI para a modelagem proposta (prop.) e a DFE na configuração IEEE30-VV-A.

	V_m (pu)	θ_m (deg)	P_g (MW)	Q_g (MVar)
Prop.	1,0790	-4,9112	39,2114	-19,3544
DFE	1,0789	-4,9105	39,2000	-19,6116

vantagens e desvantagens de cada modelagem, visto que elas diferenciam nos modelos dos elementos utilizados e na abordagem e técnicas de inclusão dos controles e limites no fluxo de potência.

Conforme apresentado na seção 4.2, a modelagem proposta foi validada. Portanto, em um primeiro momento foi demonstrado que a modelagem DFE converge para as mesmas variáveis da rede que a modelagem proposta, e, assim, validando-a. Esse passo é fundamental para que a comparação realizada nessa seção seja consistente e coerente.

Para todas as cinco configurações com um único sistema FV do IEEE30, o erro absoluto máximo da potência injetada pelos sistemas FV, ocorrido na IEEE30-VV-A, foi de 0,2572 MVar, o que equivale à um erro percentual de 0,0131%. Esse erro provoca erros absolutos máximos nas variáveis de estado da rede de 0,0001 pu e 0,0007 deg na magnitude e ângulo de tensão, respectivamente, o que equivale à erros percentuais máximos de 0,0093% e 0,0143%. A Tabela 11 apresenta os resultados pós POI para ambas modelagens nessa configuração.

A fim de testar se temperaturas diferentes de 25°C (STC) causam erros maiores, os resultados pós POI do sistema teste IEEE14-FVs também foram comparados. O erro absoluto máximo da potência injetada pelos sistemas FV foi de 6,2885 MW, o que equivale à um erro percentual de 0,1855%. Esse erro provoca erros absolutos máximos nas variáveis de estado da rede de 0,0049 pu e 1,4660 deg na magnitude e ângulo de tensão, respectivamente, o que equivale à erros percentuais máximos de 0,0049% e 0,5616%. Em conclusão, apesar de elevar o erro, pode-se afirmar que ambas modelagens convergem para o mesmo resultado, e que ambas estão validadas. Vale salientar que as variáveis internas do sistema FV não estão entre os resultados diretos da modelagem DFE.

A Figura 26 apresenta uma comparação dos resultados de custo computacional, pelo tempo de execução médio de 10 simulações, e de número de iterações. A modelagem proposta possui um tempo de execução maior, porém em um número de iterações menor, ou seja, a modelagem proposta possui um custo computacional maior para cada iteração.

O tempo de execução da modelagem proposta foi no máximo 2,1 vezes maior que a modelagem DFE, conforme apresentado na Figura 26a. De acordo com os sistemas testes simulados, essa relação apresenta uma tendência de queda com o crescimento do porte dos sistemas, com os tempos de execução tendendo a ficarem mais próximos. Porém,

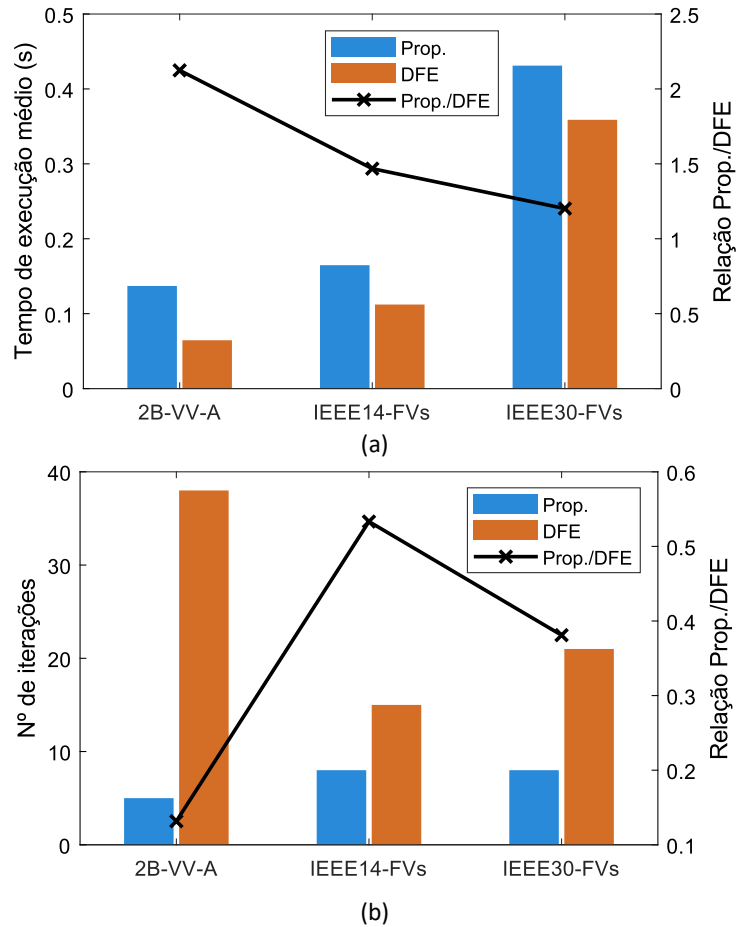


Figura 26 – Comparação do custo computacional (a) e número de iterações (b) entre a modelagem proposta e DFE.

simulações com sistemas testes maiores são necessárias para confirmar essa tendência.

A modelagem proposta apresentou uma redução de no mínimo 46,7% do número de iterações da modelagem DFE, conforme Figura 26b. Além disso, percebe-se que o número de iterações da modelagem DFE é imprevisível em relação ao porte do sistema teste, podendo chegar a números elevados a depender do efeito da configuração no laço de controle e em sua heurística, enquanto a modelagem proposta apresentou números de iterações baixos independentes da rede simulada.

O comportamento da curva de convergência também são diferentes entre as modelagens, conforme apresentado na Figura 27. O erro máximo da modelagem DFE aumenta a cada iteração de controle, devido à característica da abordagem sequencial. Esse comportamento é semelhante ao da modelagem proposta ao passar do sistema 1 para o sistema 2, porém, nesse caso, devido à alteração da variável de controle.

A última comparação consiste numa análise indicativa da robustez numérica das modelagens. As variáveis de estado da rede (magnitude e ângulo das tensões nodais) convergidas são perturbadas aleatoriamente por uma gaussiana com média nula e desvio padrão (σ) variável, enquanto, para a modelagem proposta, as variáveis internas e de folga

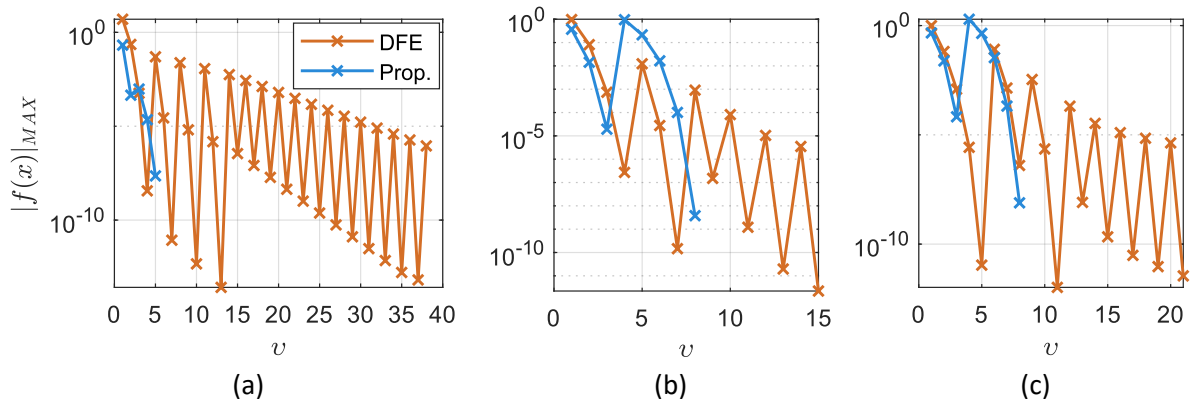


Figura 27 – Comparação das curvas de convergências entre a modelagem proposta e DFE para três sistemas teste: (a) 2B-VV-A; (b) IEEE14-FVs; (c) IEEE30-FVs.

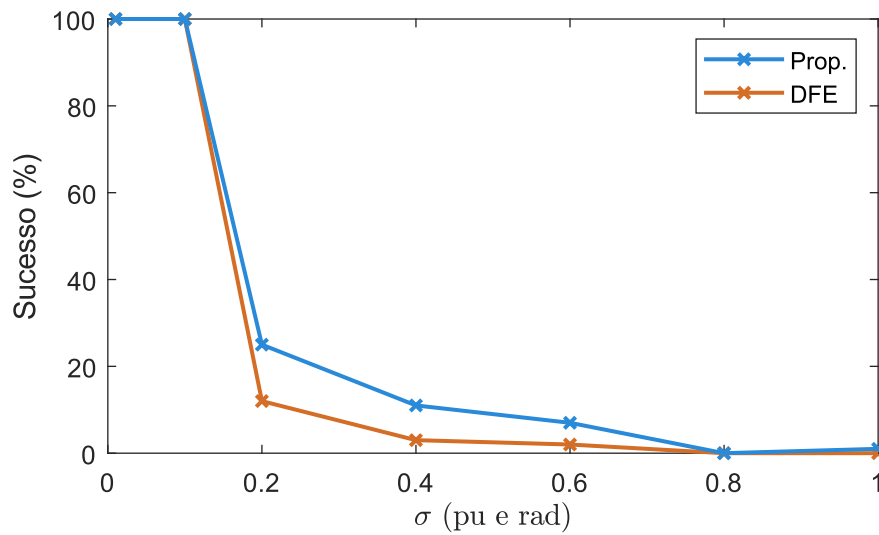


Figura 28 – Comparação da robustez numérica das modelagens para IEEE30-FVs.

são alteradas para a inicialização. Assim, a métrica tenta indicar a região de convergência a partir do percentual de casos convergidos corretamente para 100 perturbações a cada σ .

A Figura 28 apresenta os resultados para a configuração IEEE30-FVs. Apesar da modelagem proposta aparentar ter uma região de convergência ligeiramente maior que a modelagem DFE, as limitações da análise nos permite concluir apenas que ambas as modelagens possuem uma robustez numérica semelhante.

A Tabela 12 apresenta um resumo das vantagens e desvantagens entre a modelagem proposta e a modelagem DFE.

4.5 Considerações finais

O presente capítulo apresentou os resultados obtidos com a modelagem proposta e com a modelagem DFE para diferentes configurações de três sistemas teste: 2 barras (gerador único-barramento infinito), IEEE14 e IEEE30. As características e desempenho da modelagem proposta foram explanadas a partir de simulações, em seguida, seus resultados

Tabela 12 – Resumo da comparação entre modelagens.

	Vantagens	Desvantagens
Prop.	<ul style="list-style-type: none"> • Obtém as variáveis internas; • Aproveita as características de convergência do método NR; • Menor número de iterações independente da rede. 	<ul style="list-style-type: none"> • Difícil implementação; • Modelo mais específico (<i>datasheet</i> do módulo FV e constante do inversor).
DFE	<ul style="list-style-type: none"> • Fácil implementação; • Modelo generalista; • Menor tempo de execução. 	<ul style="list-style-type: none"> • Característica de convergência possui alta dependência das condições da rede e da heurística do fator de escala; • Perde a convergência quadrática do método NR; • Dificuldade de representar o efeito da temperatura no módulo FV.

foram comparados com os da modelagem DFE a fim de evidenciar as diferenças.

Primeiramente, a modelagem proposta foi validada a partir de uma representação gráfica do comportamento da função de inversor inteligente e dos pontos de operações obtidos. A validação da modelagem DFE foi demonstrada pelos resultados obtidos serem os mesmos obtidos pela modelagem proposta. Em seguida, para a modelagem proposta, as simulações exemplificaram o funcionamento das variáveis de folga na representação dos controles e limites, além de apresentar a relação entre as variáveis internas e o ponto de operação da rede e condições ambientais. Ademais, o possível comportamento não monotônico e particularidades da curva de convergência são explanados. Dado que a modelagem proposta soluciona um sistema de equações maior, o número de iterações e o custo computacional também são maiores em relação ao caso base sem função de inversor inteligente representado, porém, pelos sistemas testes simulados, não é limitante a depender do objetivo do estudo realizado.

Por fim, a comparação com a modelagem DFE demonstrou que a modelagem proposta possui um tempo de execução maior, porém em um número menor de iterações. Outro ponto é o menor número de iterações necessário para a modelagem proposta independente da configuração simulada, enquanto a modelagem DFE possui uma dependência associada ao comportamento da heurística no laço de controle. A diferença do comportamento das curvas de convergência também são expostos. Além disso, a análise indicativa da robustez numérica apontam que ambas as modelagens possuem regiões de convergência semelhantes.

A partir dos resultados, alguns pontos de aprimoramento foram observados. O primeiro é o efeito negativo na convergência da heurística utilizada para o cálculo da potência reativa disponível. Segundo, que a formulação dos MCPs para o VW carece de aperfeiçoamento para que a relação com a tensão monitorada seja mais direta e linear.

Algumas conclusões também carecem de simulações em sistemas testes maiores. Apesar dos resultados iniciais indicarem que a modelagem proposta possui maior valor para estudo e análises que requerem o conhecimento das variáveis internas dos sistemas FV executando funções de inversores inteligentes.

5 CONCLUSÕES E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os paradigmas dos sistemas elétricos vêm sendo remodelados com a crescente penetração de geração renovável, principalmente, as conectadas por inversores. Entre essas mudanças estão os impactos técnicos que podem ser causados pela elevada penetração de sistemas FV relacionados à qualidade e confiabilidade da rede, com destaque para a sobretensão. Tais impactos são responsáveis por limitar a penetração de sistemas FV, que são fontes de geração renovável e de baixo custo. Uma das soluções possíveis aproveita da capacidade de controle dos inversores dos próprios sistemas FV, que permitem a regulação ativa da rede, mitigando os impactos e dessa forma ampliando os limites de penetração de sistemas FV e, até, aprimorando a estabilidade e confiabilidade da rede. As funções de inversores inteligentes, denominação desses novos modos de controles, fator de potência fixo, volt-var e volt-watt estão entre as funções de inversores inteligentes com função de regulação de tensão recomendadas pelo padrão IEEE 1547-2018.

Entretanto, a fim de compreender os benefícios e impactos das funções de inversores inteligentes, além de adequar as análises de operação, planejamento e controle à essa nova realidade, é fundamental que as funções de inversores inteligentes estejam modelados adequadamente nas ferramentas de análise estática, principalmente, no fluxo de potência. Porém, enquanto os tipo de barras tradicionais PQ e PV do fluxo de potência NR são insuficientes para essa tarefa, a teoria consolidada de inclusão de controles e limites em fluxo de potência deve considerar as particularidades da função modelada.

Essa dissertação apresentou uma modelagem em fluxo de potência monofásico NR das funções de inversores inteligentes fator de potência fixo, volt-var e volt-watt executadas por sistemas FV, com os elementos internos modelados explicitamente. Para isso, fez-se uso da abordagem unificada (expansão e substituição do sistema de equações de resíduo), em conjunto com a suavização e problema de complementaridade, por função de mérito Fischer-Burmeister suave, a fim de solucionar a problemática da não diferenciabilidade e descontinuidade da derivada. A primeira ferramenta é utilizada na representação do volt-var, enquanto a segunda para o limite da capacidade do inversor e para o volt-watt. A modelagem DFE, difundida na literatura pelo software OpenDSS e que utiliza da abordagem sequencial (subproblema de controle e limites desacoplado do fluxo de potência tradicional), também foi implementada e comparada com a modelagem proposta.

A maioria dos trabalhos que envolvem funções de inversores inteligentes utilizam o OpenDSS, porém existem poucos trabalhos na literatura analisando a sua modelagem no fluxo de potência. Nesse contexto, esse trabalho buscou contribuir com o estudo das vantagens e desvantagens de diferentes modelagens das funções de inversores inteligentes (abordagem e nível de detalhes do modelo). O modelo dos elementos do sistema FV proposto

permite obter as variáveis internas, possibilitando a inicialização de estudos dinâmicos, fornecendo, dessa forma, uma informação importante para uma melhor operação do centro de controle. Assim como permite introduzir diretamente as condições ambientais nas análises elétricas, fator cada vez mais importante dado a crescente penetração de geração renovável. Além disso, a abordagem totalmente unificada para controles e limites contribui aproveita as características de convergência do fluxo de potência NR. Vale salientar que deve-se levar em consideração que a definição da modelagem mais adequada dependerá do propósito de cada análise. Outras contribuições incluem a revisão e sistematização em abordagens e métodos da teoria de inclusão de controles e limites em fluxo de potência, e o mapeamento das modelagens realizado.

As simulações computacionais da modelagem proposta e da modelagem DFE apresentaram as características gerais, validação, custos computacionais e estudo de convergência para ambas. Para tal, foram utilizadas diversas configurações com um sistema FV ou vários em três sistemas testes: 2 barras (gerador único-barramento infinito), IEEE14 e IEEE30. Apesar de a modelagem proposta aumentar o custo computacional em relação ao fluxo de potência tradicional, não é limitante para o seu uso. Haja vista que a modelagem proposta utiliza um modelo detalhado do sistema FV, por isso sua utilidade está em análises que requerem o conhecimento das variáveis internas do sistema FV executando as funções de inversores inteligentes. Em relação à comparação com a modelagem DFE, a modelagem proposta apresenta um tempo de execução maior, porém em um número de iterações menor independente da configuração simulada. Além disso, ambas modelagens indicaram ter robustez numérica semelhantes.

As principais limitações identificadas nesse trabalho foram: 1) necessidade de simular sistemas testes maiores a fim de consolidar as conclusões obtidas; 2) validar a modelagem proposta de forma mais rigorosa, podendo utilizar algum modelo dinâmico (e.g., modelo genérico proposto pelo WECC e OpenDER do EPRI) ou até medidas reais.

Em relação à trabalhos futuros, os seguintes direcionamentos podem ser concebidos a partir dessa dissertação:

1. Aprimoramentos da modelagem proposta. A partir dos resultados foi observado que a heurística para limitar a potência reativa disponível e a formulação dos problemas de complementaridade do volt-watt causaram efeitos negativos na característica de convergência. Portanto, são pontos que podem ser aprimorados;
2. Estudar o desempenho computacional da modelagem proposta com técnicas de ordenamento e fatoração específicas para o problema de fluxo de potência na solução do sistema linear do método NR;
3. Analisar o comportamento da modelagem proposta em fluxo de potência com representação da rede trifásica;

4. Investigar a convergência da modelagem proposta com diferentes parâmetros de curva VV e VW, principalmente, com inclinações mais elevadas;
5. Analisar se é possível obter as variáveis internas do sistema FV a partir do resultado da modelagem DFE, utilizando os mesmos dados disponíveis para a modelagem proposta;
6. Investigar os possíveis efeitos negativos na convergência ocasionados pela interação de outros controles com as funções de inversores inteligentes modelados pela modelagem proposta;
7. Estudar a representação agregada no ponto de interface transmissão-distribuição de diferentes REDs executando as funções de inversores inteligentes;
8. Estudar formas de classificar e identificar se os problemas de convergência de fluxo de potência, incluindo controles e limites, são causados por questões físicas (estabilidade do sistema) ou por questões computacionais, em especial, questões relacionadas à inclusão de controles e limites no algoritmo.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. **Infográfico ABSOLAR**. 2023.

AGALGAONKAR, Y. P.; PAL, B. C.; JABR, R. A. Distribution voltage control considering the impact of PV generation on tap changers and autonomous regulators. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 29, n. 1, p. 182–192, 2014. ISSN 08858950.

AHMED, S. S.; MOHSIN, M. Analytical determination of the control parameters for a large photovoltaic generator embedded in a grid system. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 2, n. 2, p. 122–130, 4 2011. ISSN 19493029.

ALLISON, B. *et al.* Voltage Droop Controls in Power Flow Simulation. *In: IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*. [*S.l.: s.n.*], 2019. ISBN 9781538692844.

ALLISON, B. M.; OVERBYE, T. J.; WEBER, J. D. Improved Generator Voltage Control in Power Flow Solutions. *In: 2020 52nd North American Power Symposium, NAPS 2020*. [*S.l.: s.n.*]: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021. ISBN 9781728181929.

ARAUJO, L. R. D. *et al.* Comparisons between the three-phase current injection method and the forward/backward sweep method. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 32, n. 7, p. 825–833, 2010. ISSN 01420615. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2010.01.020>.

ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. **Computer modelling of electrical power systems**. 2. ed. [*S.l.: s.n.*]: John Wiley & Sons, 2001.

BLAABJERG, F.; IONEL, D. M. (ed.). **Renewable Energy Devices and Systems with Simulations in MATLAB and ANSYS**. [*S.l.: s.n.*]: CRC, 2017.

BRITO, E. M. S. *et al.* Comparison of solar panel models for grid integrations studies. *In: 2012 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, INDUSCON 2012*. [*S.l.: s.n.*], 2012. ISBN 9781467324120.

CASTRO, L. M.; RODRÍGUEZ-RODRÍGUEZ, J. R.; CAMPO, C. Martin-del. Modelling of PV systems as distributed energy resources for steady-state power flow studies. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Elsevier, v. 115, n. August 2019, p. 105505, 2020. ISSN 01420615.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAINMADI, D. A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 2, p. 671–679, 1995. ISSN 15580679.

CHOW, J. H.; SANCHEZ-GASCA, J. J. **Power System Modeling, Computation and Control**. [*S.l.: s.n.*]: Wiley & Sons Ltd, 2020.

COMMISSION, C. P. U. **ELECTRIC RULE NO. 21**. 2016.

CUNHA, V. C. *et al.* Generalized formulation of steady-state equivalent circuit models of grid-forming inverters. **IEEE Open Access Journal of Power and Energy**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 8, p. 352–364, 2021. ISSN 26877910.

DIAZ, G.; GONZALEZ-MORAN, C. Fischer-burmeister-based method for calculating equilibrium points of droop-regulated microgrids. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 2, p. 959–967, 5 2012. ISSN 08858950.

DUGAN, R.; SUNDERMAN, W.; SEAL, B. Advanced Inverter Controls for Distributed Resources. *In: 22^o International Conference on Electricity Distribution*. [S.l.: s.n.]: CIREN, 2013.

EFTEKHARNEJAD, S. *et al.* Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, IEEE, v. 28, n. 2, p. 893–901, 2013. ISSN 08858950.

ELLIS, A.; BEHNKE, M.; KELLER, J. Model makers. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 9, n. 3, p. 55–61, 5 2011. ISSN 15407977.

EPE. **Plano Nacional de Energia - 2050**. [S.l.], 2020.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 - Caderno Micro e Minigeração Distribuída & Baterias**. [S.l.], 2022.

ETO, J. H. *et al.* **Research Roadmap on Grid-Forming Inverters**. [S.l.], 2020.

FERNANDEZ-PEREZ, J. C.; CERESO, F. M. E.; RODRIGUEZ, L. R. On the Convergence of the Sequential Power Flow for Multiterminal VSC AC/DC Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 33, n. 2, p. 1768–1776, 3 2018. ISSN 08858950.

FILHO, J. A. P. **Modelagem E Incorporação De Dispositivos De Controle No Problema De Fluxo De Potência**. 2000. Tese (Doutorado) — UFJF, 2000.

FILHO, J. A. P. **Representação e Avaliação do Desempenho de Dispositivos de Controle no Problema de Fluxo de Potência**. 2005. Tese (Doutorado) — UFJF, 2005.

GAO, D. W. *et al.* **Software Comparison for Renewable Energy Deployment in a Distribution Network**. [S.l.], 2017. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/64228.pdf>.

GAO, S. *et al.* Efficient Power Flow Algorithm for AC/MTDC Considering Complementary Constraints of VSC's Reactive Power and AC Node Voltage. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 36, n. 3, p. 2481–2490, 5 2021. ISSN 15580679.

GIL, G. M. V. *et al.* Photovoltaic energy in South America: Current state and grid regulation for large-scale and distributed photovoltaic systems. **Renewable Energy**, Elsevier Ltd, v. 162, p. 1307–1320, 12 2020. ISSN 18790682.

GÓMEZ-EXPÓSITO, A.; CONEJO, A. J.; CANIZARES, C. (ed.). **Electric Energy Systems: Analysis and Operation**. 2. ed. [S.l.: s.n.]: CRC, 2018.

GONÇALVES, B. C.; FALCÃO, D. M.; TARANTO, G. N. Impacts of Inverter Control Modes of Distributed Photovoltaic Sources. *In: 2019 IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Latin America 2019*. [S.l.: s.n.]: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2019. ISBN 9781538695678.

GridLAB-D. **GridLAB-D**. 2022. Disponível em: <https://www.gridlabd.org/>.

HOWLADER, A. M. *et al.* Distributed voltage regulation using Volt-Var controls of a smart PV inverter in a smart grid: An experimental study. **Renewable Energy**, Elsevier Ltd, v. 127, p. 145–157, 11 2018. ISSN 18790682.

HWANG, P. I. *et al.* Three-Phase Steady-State Models for a Distributed Generator Interfaced via a Current-Controlled Voltage-Source Converter. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 7, n. 3, p. 1694–1702, 5 2016. ISSN 19493053.

IEEE SA. **IEEE Std. 1547-2003. Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**. 2003.

IEEE SA. **IEEE Std. 1547-2018. Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces**. 2018.

IEEE SA. **IEEE Std 2800-2022 - Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs) Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems**. [S.l.: s.n.]: IEEE, 2022.

IRENA. **IRENA - Data & Statistics**. 2023. Disponível em: <https://www.irena.org/statistics>.

JAÉN, A. de la V.; ACHA, E.; EXPÓSITO, A. G. Voltage source converter modeling for power system state estimation: STATCOM and VSC-HVDC. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 4, p. 1552–1559, 2008. ISSN 08858950.

JUAREZ, R. T. *et al.* Steady-State Model of Grid-Connected Photovoltaic Generation for Power Flow Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 5, p. 5727–5737, 2018. ISSN 08858950.

KAMH, M. Z.; IRAVANI, R. Steady-state model and power-flow analysis of single-phase electronically coupled distributed energy resources. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 27, n. 1, p. 131–139, 2012. ISSN 08858977.

KARIMI, M. *et al.* Application of Newton-based load flow methods for determining steady-state condition of well and ill-conditioned power systems: A review. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 113, p. 298–309, 12 2019. ISSN 01420615.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. 4. ed. Boca Raton: CRC Press, 2018.

KROPOSKI, B. *et al.* Achieving a 100% Renewable Grid: Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy. **IEEE Power and Energy Magazine**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 15, n. 2, p. 61–73, 3 2017. ISSN 15407977.

Kyocera. **KU330-8BCA Datasheet**. 2023. Disponível em: https://s3.amazonaws.com/ecodirect_docs/KYOCERA/Kyocera-KU-Series/KU300-80+Series-325-330w-specs.pdf.

LAGACE, P. J. Power flow methods for improving convergence. *In: IEECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1387–1392. ISBN 9781467324212.

LUZ, C. M. A. da *et al.* Assessment of the ideality factor on the performance of photovoltaic modules. **Energy Conversion and Management**, Elsevier Ltd, v. 167, p. 63–69, 7 2018. ISSN 01968904.

MAHDAVI, S.; DIMITROVSKI, A. Integrated coordination of voltage regulators with distributed cooperative inverter control in systems with high penetration of DGs. *In: 2020 IEEE Texas Power and Energy Conference, TPEC 2020*. [S.l.: s.n.]: IEEE, 2020. ISBN 9781728144368.

MARTINEZ, J. A.; MAHSEREDJIAN, J. Load flow calculations in distribution systems with distributed resources. A review. *In: IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2011. ISBN 9781457710018. ISSN 19449925.

MASSIGNAN, J. A.; PEREIRA, B. R.; LONDON, J. B. Load Flow Calculation with Voltage Regulators Bidirectional Mode and Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 2, p. 1576–1577, 2017. ISSN 08858950.

MOGHADDAS-TAFRESHI, S. M.; MASHHOUR, E. Distributed generation modeling for power flow studies and a three-phase unbalanced power flow solution for radial distribution systems considering distributed generation. **Electric Power Systems Research**, v. 79, n. 4, p. 680–686, 4 2009. ISSN 03787796.

MONTICELLI, A. J. **Fluxos de carga em redes de energia elétrica**. São Paulo: Edgar Blucher, 1983.

MONTICELLI, A. J.; GARCIA, A. **Introdução a Sistemas de Energia Elétrica**. 2. ed. [S.l.: s.n.]: Editora UNICAMP, 2011.

MORJARIA, M. *et al.* A grid-friendly plant: The role of utility-scale photovoltaic plants in grid stability and reliability. **IEEE Power and Energy Magazine**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 12, n. 3, p. 87–95, 2014. ISSN 15407977.

NEVES, L. S.; ALBERTO, L. F. C. On the Computation of the Locally Closest Bifurcation Point Considering Loading Uncertainties and Reactive Power Limits. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 35, n. 5, p. 3885–3894, 9 2020. ISSN 15580679.

NEVES, L. S.; ALBERTO, L. F. C.; CHIANG, H. D. Smooth Power Flow Model for Unified Voltage Stability Assessment: Theory and Computation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 37, n. 6, p. 4579–4589, 11 2022. ISSN 15580679.

NINAD, N. *et al.* Grid support functions impact on residential voltage profile for updated canadian interconnection standard. *In: 2019 IEEE Electrical Power and Energy Conference, EPEC 2019*. [S.l.: s.n.]: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2019. ISBN 9781728134062.

NINAD, N. A.; TURCOTTE, D.; EL-FOULY, T. H. Grid-interactive inverter modeling for power system studies. *In: IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.: s.n.]: IEEE Computer Society, 2015. v. 2015-September. ISBN 9781467380409. ISSN 19449933.

OpenDSS. **Software Open Distribution System Simulator**. 2022. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/>.

PADULLAPARTI, H. V.; NGUYEN, Q.; SANTOSO, S. Advances in volt-var control approaches in utility distribution systems. **IEEE PES General Meeting**, IEEE, 2016. ISSN 19449933.

PETERSON, N. M.; MEYER, W. S. Automatic Adjustment of Transformer and Phase-Shifter Taps in the Newton Power Flow. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-90, n. 1, p. 103–108, 1971. ISSN 00189510.

PEYGHAMI, S. *et al.* Standard Test Systems for Modern Power System Analysis: An Overview. **IEEE Industrial Electronics Magazine**, v. 13, n. 4, p. 86–105, 12 2019. ISSN 1932-4529.

PowerWorld. **PowerWorld**. 2022. Disponível em: <https://www.powerworld.com/WebHelp/Default.htm>.

PROCOPIOU, A. T.; OCHOA, L. F. On the limitations of volt-var control in pv-rich residential lv networks: A UK case study. *In: 2019 IEEE Milan PowerTech, PowerTech 2019*. [S.l.: s.n.]: IEEE, 2019. ISBN 9781538647226.

PROCOPIOU, A. T.; PETROU, K.; OCHOA, L. N. **Advanced Planning of PV-Rich Distribution Networks - Deliverable 3: Traditional Solutions**. [S.l.], 2020. 1–95 p.

QURESHI, M. U.; GRIJALVA, S.; RENO, M. J. A Fast Quasi-Static Time Series Simulation Method for PV Smart Inverters with VAR Control using Linear Sensitivity Model. *In: IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC)*. Waikoloa, HI, USA: [S.l.: s.n.], 2018. ISBN 978-1-5386-8529-7.

RADATZ, P. **Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica**. 2020. Tese (Doutorado) — USP-Poli, 2020.

RADATZ, P. *et al.* **OpenDSS PVSystem and InvControl Element Models**. [S.l.], 2020. 1–30 p. Disponível em: <https://sourceforge.net/projects/electricdss/files/>.

RADATZ, P. *et al.* Advances in OpenDSS smart inverter modelling for quasi-static time-series simulations. *In: CIRED Berlin*. [S.l.: s.n.], 2020.

RAHIMI, K. *et al.* Voltage Regulation Performance of Smart Inverters: Power Factor versus Volt-VAR Control. *In: North American Power Symposium (NAPS)*. [S.l.: s.n.], 2017.

RAMIREZ, A.; VARGAS, U.; ABDEL-RAHMAN, M. A. Lumped-parameters equivalent of a photovoltaic system for load flow analysis. **Renewable Energy**, Elsevier Ltd, v. 170, p. 163–171, 6 2021. ISSN 18790682.

REYES-ZAMORA, R. A. *et al.* Modelling of renewable energy power plant controllers for steady-state studies using an extended power flow formulation. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 141, 10 2022. ISSN 01420615.

RINGKJØB, H. K.; HAUGAN, P. M.; SOLBREKKE, I. M. A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Elsevier Ltd, v. 96, n. April 2017, p. 440–459, 2018. ISSN 18790690. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.08.002>.

ROSEHART, W.; ROMAN, C.; SCHELLENBERG, A. Optimal power flow with complementarity constraints. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 2, p. 813–822, 5 2005. ISSN 08858950.

RUBIRA, T. T. D.; WIGINGTON, A. Extending complementarity-based approach for handling voltage band regulation in power flow. *In*: **19th Power Systems Computation Conference, PSCC 2016**. [*S.l.: s.n.*]: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2016. ISBN 9788894105124.

SAMPAIO, M. F. M. P. *et al.* Estudo de Convergência de Fluxo de Potência em Função da Modelagem Volt-Var. *In*: **Congresso Brasileiro de Automática (CBA)**. Fortaleza: [*S.l.: s.n.*], 2022.

SARMIENTO, J. E. **Modelagem de Inversores em Fluxo de Potência Considerando Suporte de Potência Reativa como Serviço Ancilar na Distribuição**. 2016. Tese (Doutorado) — UNIOESTE, 2016.

SARMIENTO, J. E.; CARRENO, E. M.; SOUZA, A. C. Zambroni de. Modeling inverters with volt-var functions in grid-connected mode and droop control method in islanded mode. **Electric Power Systems Research**, Elsevier B.V., v. 155, p. 265–273, 2018. ISSN 03787796.

SEAL, B. **Common Functions for Smart Inverters v4**. [*S.l.*], 2016.

SMITH, J. W. *et al.* Smart inverter volt/var control functions for high penetration of PV on distribution systems. *In*: **PSCE**. [*S.l.: s.n.*], 2011. ISBN 9781612847870.

STEWART, E. M. *et al.* Accuracy and validation of measured and modeled data for distributed PV interconnection and control. *In*: **IEEE Power and Energy Society General Meeting**. [*S.l.: s.n.*]: IEEE Computer Society, 2015. v. 2015-September. ISBN 9781467380409. ISSN 19449933.

STOICESCU, R. *et al.* Three-phase converter models for unbalanced radial power-flow studies. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 17, n. 4, p. 1016–1021, 11 2002. ISSN 08858950.

STOTT, B. Review of Load-Flow Calculation Methods. **Proceedings of the IEEE**, v. 62, n. 7, p. 916–929, 1974. ISSN 15582256.

STREZOSKI, L. V. *et al.* Modeling challenges and potential solutions for integration of emerging DERs in DMS applications: power flow and short-circuit analysis. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, Springer, v. 7, n. 6, p. 1365–1384, 11 2019. ISSN 21965420.

STREZOSKI, V. C.; VOJNOVIĆ, N. R.; VIDOVIĆ, P. M. New bus classification and unbalanced power flow of large-scale networks with electronically interfaced energy resources. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, John Wiley and Sons Ltd, v. 28, n. 3, 3 2018. ISSN 20507038.

SUN, H. *et al.* Review of Challenges and Research Opportunities for Voltage Control in Smart Grids. **IEEE Transactions on Power Systems**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 34, n. 4, p. 2790–2801, 7 2019. ISSN 15580679.

SUNDARESH, L.; RAO, P. S. N. A modified Newton-Raphson load flow scheme for directly including generator reactive power limits using complementarity framework. **Electric Power Systems Research**, v. 109, p. 45–53, 4 2014. ISSN 03787796.

SUNDERMAN, W.; DUGAN, R. C.; SMITH, J. Open source modeling of advanced inverter functions for solar photovoltaic installations. *In: Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*. [S.l.: s.n.]: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2014. ISBN 9781479936557. ISSN 21608563.

TENG, J. H. Modelling distributed generations in three-phase distribution load flow. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 2, n. 3, p. 330–340, 2008. ISSN 17518687.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems**. New Delhi: John Wiley & Sons, 2011.

THORP, J.; NAQAVI, S. Load-flow fractals draw clues to erratic behaviour. **IEEE Computer Applications in Power**, v. 10, n. 1, p. 59–62, 1997. ISSN 08950156.

TINNEY, W.; HART, C. Power Flow Solution by Newton's Method. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, PAS-86, n. 11, p. 1449–1460, 1967. ISSN 00189510.

TOLMASQUIM, M. *et al.* **Recursos Energéticos Distribuídos e Suas Potencialidades**. Rio de Janeiro: Synergia, 2019. ISBN 978-85-68483-94-7.

TOSTADO, M.; KAMEL, S.; JURADO, F. An effective load-flow approach based on Gauss-Newton formulation. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, Elsevier Ltd, v. 113, p. 573–581, 12 2019. ISSN 01420615.

USTUN, T. S.; HASHIMOTO, J.; OTANI, K. Impact of Smart Inverters on Feeder Hosting Capacity of Distribution Networks. **IEEE Access**, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., v. 7, p. 163526–163536, 2019. ISSN 21693536.

VARMA, R. K. **Smart solar PV inverters with advanced grid support functionalities**. Hoboken, New Jersey: Wiley-IEEE Press, 2022. ISBN 9781119214205.

VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R.; FILHO, E. R. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 24, n. 5, p. 1198–1208, 2009. ISSN 08858993.

VOVOS, P. N. *et al.* Centralized and distributed voltage control: Impact on distributed generation penetration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 1, p. 476–483, 2007. ISSN 08858950.

WALLING, R. A. *et al.* Summary of distributed resources impact on power delivery systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 3, p. 1636–1644, 2008. ISSN 08858977.

WANG, Y. B. *et al.* Steady-state model and power flow analysis of grid-connected photovoltaic power system. **Proceedings of the IEEE International Conference on Industrial Technology**, 2008.

WEBER, J. **Detailed Documentation of Software Implementation of Voltage Droop With Deadband in Power Flow Calculation**. [*S.l.*], 2018.

WECC Modeling and Validation WorkGroup. **Solar Photovoltaic Power Plant Modeling and Validation Guideline**. [*S.l.*], 2019. 68 p. Disponível em: <https://www.wecc.org/Reliability/SolarPVPlantModelingandValidationGuideline.pdf>.

YANG, Y. *et al.* **Advances in Grid-Connected Photovoltaic Power Conversion Systems**. Daxford - Reino Unido: Woodhead Publishing, 2019. ISBN 9780128032121.

YAZDANI, A.; IRAVANI, R. **Voltage-Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications**. Hoboken: Wiley & Sons Ltd, 2010.

ZHAO, X. *et al.* Power System Support Functions Provided by Smart Inverters—A Review. **CPSS Transactions on Power Electronics and Applications**, v. 3, n. 1, p. 25–35, 2018. ISSN 2475742X.

ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SANCHEZ, C. E.; THOMAS, R. J. MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 1, p. 12–19, 2 2011. ISSN 0885-8950.

APÊNDICES

APÊNDICE A – FLUXO DE POTÊNCIA

O cálculo de fluxo de potência (ou fluxo de carga) é uma das ferramentas mais importantes para análise de sistemas elétricos de potência (STOTT, 1974; MONTICELLI, 1983). Ela consiste em obter as variáveis de estado da rede (magnitude e ângulos das tensões nodais), dado a condição de carga e geração, a topologia da rede e os parâmetros elétricos dos elementos.

A partir das variáveis de estado da rede pode-se verificar limites operacionais (de tensão, térmicos, etc.) e obter outras informações importantes. Por exemplo, obter os fluxos de potência ativa e reativa nos ramos, possibilitando a análise dos limites térmicos destes.

Porém, sua importância estende-se além do conhecimento das variáveis de estado e fluxos em regime permanente. Seu resultado também é utilizado como ponto inicial para o sistema de equações diferenciais utilizado em análises dinâmicas, além de ser a base do estudo de estabilidade de tensão, principalmente, pelo fluxo de potência continuado (CHOW; SANCHEZ-GASCA, 2020).

A.1 Newton-Raphson

O fluxo de potência pelo método Newton NR é o mais utilizado e conhecido. Isso devido ao problema de fluxo de potência possuir uma aproximação razoável para o ponto de partida, ser possível obter a matriz Jacobiana e o equacionamento não-linear ser relativamente suave (TINNEY; HART, 1967; STOTT, 1974). Esse método consiste na resolução do sistema de equações algébricas não-lineares segundo os modelos de estado estático dos elementos e as leis de circuitos elétricos pelo método de Newton. Monticelli (1983), Monticelli e Garcia (2011), Gómez-Expósito, Conejo e Canizares (2018), Chow e Sanchez-Gasca (2020) apresentam os modelos e a teoria do NR em detalhes.

As principais suposições utilizadas são (CHOW; SANCHEZ-GASCA, 2020; MONTICELLI, 1983):

- Os geradores e cargas são modelados como injeção de potência, desconsiderando a parte interna;
- Geradores com regulação de tensão (AVR - *automatic voltage regulator*) possuem os valores de geração de potência ativa conhecida e a tensão fixa;
- Um dos geradores do sistema, geralmente o de maior porte, assume as perdas da rede, além de ser a referência angular do sistema;

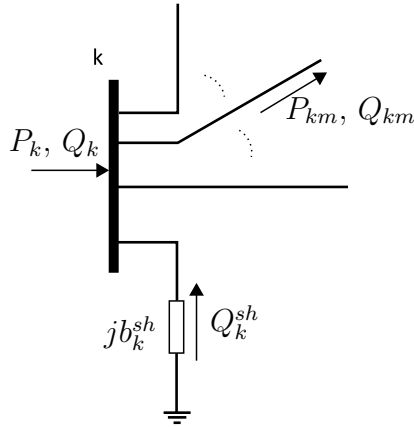


Figura 29 – Esquemático das injeções de potência em uma barra, indicando a convenção de sinais. Fonte: Adaptado de (MONTICELLI, 1983).

- Cargas possuem consumos de potência ativa e reativa conhecidos.

O equacionamento básico consiste em equações de balanço de potência nodais, em conjunto com as equações de fluxo de potência nos ramos. O que equivale à cumprir as duas leis de Kirchhoff (MONTICELLI, 1983).

Existem três principais tipos de barras para modelar as cargas e geradores:

- **Barras PQ:** utilizadas para representar cargas. As injeções de potência nessas barras são conhecidas, definidos pelos valores especificados P_k^{esp} e Q_k^{esp} . Para essas barras calculam-se a magnitude e o ângulo de fase de tensão (V_k e θ_k);
- **Barra PV:** representam os geradores com regulação AVR. A injeção de potência ativa e a magnitude de tensão são conhecidas para essas barras, definidos pelos valores especificados P_k^{esp} e V_k^{esp} . Para essas barras calculam-se o ângulo de fase de tensão e a injeção de potência reativa (θ_k e Q_k);
- **Barra V θ :** representa a barra de referência angular e o gerador que assume as perdas do sistema. A magnitude e o ângulo de fase de tensão são conhecidos, definidos pelos valores especificados V_k^{esp} e θ_k^{esp} . Para essas barras calculam-se as injeções de potência (P_k e Q_k).

A Figura 29 apresenta um esquemático visual para as equações de balanço de potência representadas em (A.1), e a convenção de sinais utilizada que potência injetadas na barras são positivas.

$$\begin{aligned}
 P_k &= \sum_{m \in \Omega_k} P_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m) \\
 Q_k + Q_k^{sh}(V_k) &= \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km}(V_k, V_m, \theta_k, \theta_m)
 \end{aligned} \tag{A.1}$$

Sendo Ω_k o conjunto de barras vizinhas à barra k .

As equações gerais dos fluxos de potência são dadas por (A.2), de acordo com os modelos de linha de transmissão e transformador, o qual considera tap apenas no primário, apresentados em (MONTICELLI, 1983).

$$\begin{aligned} P_{km} &= (a_{km}V_k)^2 g_{km} - (a_{km}V_k) V_m [g_{km} \cos(\theta_{km} + \phi_{km}) + b_{km} \sin(\theta_{km} + \phi_{km})] \\ Q_{km} &= -(a_{km}V_k)^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + (a_{km}V_k) V_m [b_{km} \cos(\theta_{km} + \phi_{km}) - g_{km} \sin(\theta_{km} + \phi_{km})] \end{aligned} \quad (\text{A.2})$$

Sendo

$y_{km} = g_{km} + jb_{km}$ a admitância série do ramo conetando as barras k e m

b_{km}^{sh} a susceptância em paralelo do ramo conetando as barras k e m

a_{km} o tap primário do transformador. Indica a relação de transformação do transformador fora da nominal, secundário sobre primário

ϕ_{km} o ângulo de defasagem do transformador.

Para um ramo representando uma linha, temos: $a_{km} = 1$ e $\phi_{km} = 0$. Representando um transformador em-fase: $b_{km}^{sh} = 0$ e $\phi_{km} = 0$; e para transformador defasador, $b_{km}^{sh} = 0$.

Na forma matricial, temos a matriz de admitância nodal, $\mathbf{Y} = \mathbf{G} + j\mathbf{B}$, determinando a relação entre o vetor de injeção de corrente, \mathbf{I} , e o vetor de tensão nodal, \mathbf{V} , conforme apresentado em (A.3).

$$\mathbf{I} = \mathbf{Y} \mathbf{V} \quad (\text{A.3})$$

Sendo a matriz de admitância nodal dada por:

$$\begin{aligned} Y_{km} &= -a_{km} e^{-j\phi_{km}} y_{km} \\ Y_{kk} &= jb_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (jb_{km}^{sh} + a_{km}^2 y_{km}) \end{aligned}$$

Então, (A.1) pode ser reescrita como:

$$\begin{aligned} P_k &= V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \\ Q_k &= V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \end{aligned} \quad (\text{A.4})$$

Conhecido o equacionamento básico e os conceitos dos tipos de barra, podemos apresentar a formulação do problema de fluxo de potência não-linear, o qual exige a resolução de dois sistemas de equação. O primeiro, resolvido iterativamente pelo método

de Newton, determinará as variáveis de estado desconhecidas \mathbf{V} para as barra PQ e $\boldsymbol{\theta}$ para as barras PV e PQ. Essas variáveis de estado são agrupadas formando o vetor de variáveis de estado $\mathbf{x} = [\mathbf{V} \boldsymbol{\theta}]^T$. O segundo sistema é resolvido de forma direta após a solução do primeiro sistema a fim de determinar as injeções de potência desconhecidas nas barras PV e $\mathbf{V}\boldsymbol{\theta}$, utilizando (A.4).

É importante salientar que os vetores de variáveis de estados \mathbf{V} e $\boldsymbol{\theta}$ possuem dimensões distintas. O vetor \mathbf{V} tem dimensão igual ao número de barras PQ ($N_{PQ} \times 1$), e o vetor $\boldsymbol{\theta}$ tem dimensão igual ao número de barras PQ somado ao de barras PV ($N_{PQ} + N_{PV} \times 1$).

Dado que a resolução do segundo sistema é direto, o foco será na formulação e resolução do primeiro sistema. Este é construído de forma a encontrar as variáveis de estados para o qual as injeções de potências calculadas sejam aproximadamente iguais às especificadas, conforme expresso pela equação vetorial a seguir:

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \dots \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}^{esp} - \mathbf{P}(\mathbf{x}) \\ \dots \\ \mathbf{Q}^{esp} - \mathbf{Q}(\mathbf{x}) \end{bmatrix} = \mathbf{0} \quad (\text{A.5})$$

Sendo que $\Delta \mathbf{P}$ é um vetor ($N_{PQ} + N_{PV} \times 1$), e $\Delta \mathbf{Q}$ é um vetor ($N_{PQ} \times 1$), pois essas equações dependem do conhecimento das injeções de potência (\mathbf{P}^{esp} e \mathbf{Q}^{esp}).

O processo iterativo termina quando o maior valor absoluto de $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ for menor que determinada uma tolerância.

O método de Newton é utilizado na resolução do sistema de equações algébricas não-lineares (A.5). Esse método utiliza de linearizações sucessivas de $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ no estado atual na iteração v (\mathbf{x}^v), através da aproximação do primeiro termo da série de Taylor, para encontrar o vetor de correção das variáveis de estado. O equacionamento é apresentado a seguir:

$$\begin{aligned} \mathbf{g}(\mathbf{x}^v + \Delta \mathbf{x}^v) &\cong \mathbf{g}(\mathbf{x}^v) + \mathbf{J}(\mathbf{x}^v) \Delta \mathbf{x}^v \\ \mathbf{0} &= \mathbf{g}(\mathbf{x}^v) + \mathbf{J}(\mathbf{x}^v) \Delta \mathbf{x}^v \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}^v) &= -\mathbf{J}(\mathbf{x}^v) \Delta \mathbf{x}^v \end{aligned} \quad (\text{A.6})$$

Sendo $\mathbf{J}(\cdot)$ a matriz Jacobiana. As equações das derivadas são apresentadas em (MONTICELLI, 1983).

O sistema (A.6) desenvolvido para suas submatrizes apresenta-se da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} \Delta P(\mathbf{x}^v) \\ \hline \Delta Q(\mathbf{x}^v) \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \partial \Delta P / \partial \theta & \partial \Delta P / \partial V \\ \hline \partial \Delta Q / \partial \theta & \partial \Delta Q / \partial V \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^v \\ \hline \Delta V^v \end{bmatrix} \quad (\text{A.7})$$

Então, a solução do sistema (A.6) para $\Delta \mathbf{x}^v$ representa o vetor de correção das variáveis de estado na iteração v .

Uma forma de solução do sistema (A.6) é a fatoração LU, dado o desafio do cálculo da inversa da matriz Jacobiana. Visto que a matriz Jacobiana é tão esparsa quanto a matriz de admitância nodal, também utiliza-se técnicas de fatoração de matrizes esparsas na resolução deste sistema (CHOW; SANCHEZ-GASCA, 2020).

Dado uma inicialização das variáveis de estado próxima ao resultado final, o método NR possui uma convergência quadrática devido à aproximação do primeiro termo da série Taylor ser uma aproximação aceitável. Porém, caso a inicialização não seja adequada, o método pode ter problemas de convergência ou convergir para soluções erradas (CHOW; SANCHEZ-GASCA, 2020).

A inicialização pode ser realizada de duas maneiras: 1) *cold start/flat start*, com $V_k = 1$ e $\theta_k = 0$; 2) *warm start*, que utiliza uma solução já conhecida com condições similares.

O método NR permite a utilização de um passo (γ) para o vetor de correção ($\mathbf{x}^{v+1} = \mathbf{x}^v + \gamma \Delta \mathbf{x}^v$), visando evitar problemas de convergência. Entretanto, pode tornar a resolução mais lenta (CHOW; SANCHEZ-GASCA, 2020).

O algoritmo para a utilização do método NR na resolução do fluxo de potência é apresentado a seguir (MONTICELLI, 1983):

Passo 1: $v = 0$ e inicialização de \mathbf{x}^0 ;

Passo 2: cálculo dos resíduos, $\mathbf{g}(\mathbf{x}^v)$;

Passo 3: teste de convergência:

$$|\mathbf{g}(\mathbf{x}^v)|_{MAX} \leq \epsilon$$

Caso verdadeiro, o processo iterativo convergiu. Caso contrário, segue para o passo 4;

Passo 4: cálculo da matriz Jacobiana, $\mathbf{J}(\mathbf{x}^v)$;

Passo 5: solução do sistema (A.6), e atualização das variáveis de estado ($\mathbf{x}^{v+1} = \mathbf{x}^v + \Delta \mathbf{x}^v$);

Passo 6: $v \leftarrow v + 1$ e retorna ao passo 2.

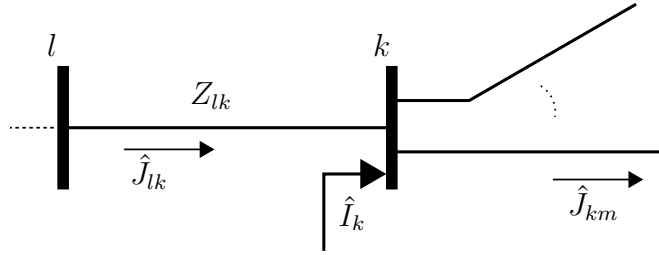


Figura 30 – Esquemático de uma seção de rede radial.

A.2 Varredura Direta Inversa

O método de varredura direta inversa (VDI) é um fluxo de potência desenvolvido especificamente para os SD, baseado na típica configuração radial de operação dos alimentadores. Esse método supera os problemas de convergência que os métodos tradicionais possuem para aplicação em SD (KERSTING, 2018).

Normalmente, em SD, as informações disponíveis em tempo-real são as medidas na subestação e em poucos pontos da rede (e.g. RT e religadores automáticos). Portanto, estimativas de demanda de injeção de potência nos transformadores de distribuição (pontos de carga ao longo do alimentador) também são consideradas.

O VDI adapta a teoria de redes escada lineares para a não linearidade das cargas em sistemas elétricos. Esse método consiste em um método iterativo, em duas varreduras executadas sequencialmente: inversa (do final do alimentador até a subestação); e direta (no sentido oposto). A varredura inversa calcula as correntes (VDI soma de correntes) ou potência (VDI soma de potência) nos ramos, com base nos dados e modelos de cargas e geradores nas barras. Enquanto a varredura direta atualiza as tensões nas barras.

Inicialmente, é realizado uma varredura direta assumindo que não há cargas, ou seja, inicializa as tensões com a tensão da subestação. Em seguida, a varredura inversa determina os fluxos até a subestação. Assim, a varredura direta é iniciada utilizando a tensão conhecida da subestação e os fluxos calculados na varredura inversa. E repete-se o processo.

As iterações de varreduras diretas e inversas são interrompidas quando a maior correção de tensão for menor que determinada tolerância.

Considerando o método VDI soma de correntes para a seção de rede radial apresentada na Figura 30, as equações das varreduras são expostas a seguir:

- **Varredura Inversa**

- Cálculo das injeções de corrente nas barras (carga no modelo potência constante):

$$\hat{I}_k = \left(\frac{S_k}{\hat{V}_k} \right)^* \quad (\text{A.8})$$

Sendo S_k a potência conhecida na barra k , e $(\cdot)^*$ o conjugado. Vale salientar que o cálculo das injeções de corrente nas barras varia para modelos de cargas que não sejam potência constante (e.g. modelo corrente constante, impedância constante, ZIP).

- Cálculo das correntes nos ramos. Realizado através do somatório contendo todas as correntes dos ramos conectados a jusante:

$$\dot{J}_{lk} = -\dot{I}_k + \sum_{m \in M} \dot{J}_{km} \quad (\text{A.9})$$

Sendo M o conjunto de barras a jusante e vizinhas da barra k .

- Cálculo da tensão à montante:

$$\dot{V}_l = \dot{V}_k + Z_{lk} \dot{I}_{lk}$$

- **Varredura Direta:** partindo da tensão conhecida da subestação, atualiza as tensões a jusante:

$$\dot{V}_k = \dot{V}_l - Z_{lk} \dot{J}_{lk}$$

Para os casos da topologia ser levemente malhada, foi desenvolvido um método baseado na técnica de compensação para representar os laços. Esse processo é realizado em um laço do algoritmo externo ao do fluxo de potência. A mesma técnica é utilizada para representar barra com a tensão regulada, similar a barra PV do método NR (CHENG; SHIRMOHAINMADI, 1995).

O algoritmo para utilização do método VDI na resolução do fluxo de potência é o seguinte:

Passo 1: $v = 0$ e inicialização das variáveis de estado. Ou seja, varredura direta assumindo a inexistência de cargas e geradores;

Passo 2: varredura inversa. Partindo do final do alimentador até a subestação;

Passo 3: varredura direta. Partindo da subestação até o final do alimentador;

Passo 4: teste de convergência:

$$|\mathbf{V}^v - \mathbf{V}^{v-1}|_{MAX} \leq \epsilon$$

Caso verdadeiro, o processo iterativo convergiu. Caso contrário, $v \leftarrow v + 1$ e retorna para o passo 2.

A.3 Controles e limites tradicionais

Entre os controles e limites tradicionais que são incluídos no problema de fluxo de potência desde sua concepção, estão (MONTICELLI, 1983; TINNEY; HART, 1967):

- Controles:
 - Controle de tensão por injeção de corrente reativa: executado por geradores, compensadores síncronos ou estáticos, através de AVR. São incluídos no fluxo de potência NR através da barra PV. Ou de maneira chaveada por banco de capacitores;
 - Controle de tensão pela variação automática do tap de transformador: seja por OLTC ou RT;
 - Controle do fluxo de potência ativo: através de transformadores defasadores;
 - Controle de intercâmbio entre áreas.

- Limites:
 - Limite de injeção de potência reativa: em função das curvas de capacidade dos geradores:

$$Q_k^{min} \leq Q_k \leq Q_k^{max}$$

- Limite de tensão: em função das restrições operativas:

$$V_k^{min} \leq V_k \leq V_k^{max}$$

- Limite de taps de transformadores. Vale salientar também que os taps são variáveis discretas.

$$a_{km}^{min} \leq a_{km} \leq a_{km}^{max}$$

- Limite de fluxos nos ramos:

$$S_{km} \leq S_{km}^{max}$$

Conforme mencionado, o controle de tensão por injeção de reativo seja por geradores ou compensadores síncronos são modelados pela barra PV no fluxo de potência NR. Porém, esses equipamentos possuem um limite de injeção de reativo, que caso não representado poderá resultar em resultados inviáveis.

Uma forma de representá-lo é através da abordagem sequencial (MONTICELLI, 1983). Após determinado número de iterações ou uma tolerância menor, é verificado o Q_k das barras PV. Caso esteja fora da faixa permitida, fixa-se a injeção de reativo no

limite violado e transforma a barra de PV em PQ. Após, a cada iteração verifica-se a possibilidade da barra voltar a ser PV.

Em estudos de planejamento com fluxo de potência, é importante verificar em quais barras podem haver violação das restrições operativas de tensão. Dessa forma, representa-se limite de tensão em barras PQ, a fim de detectar pontos que necessitem de equipamentos de regulação de tensão, por exemplo, banco de capacitores. A representação segue um processo semelhante ao descrito acima para representação dos limites de injeção de reativo, porém inverso, alterando a barra PQ com a tensão violada para barra PV.

A inclusão do controle de tensão por variação automática de tap é realizada pelas duas abordagens (MONTICELLI, 1983; CHOW; SANCHEZ-GASCA, 2020).

Pela abordagem unificada, a variável de controle, o tap (a_{km}), vira uma variável de estado e a tensão regulada torna-se conhecida/especificada. Ou seja, a barra regulada torna-se um novo tipo de barra, PQV. O sistema (A.7) é alterado para (A.10), porém sua dimensão não é alterada, já que houve uma alteração de variável de estado. A falsa suposição do tap ser uma variável contínua é corrigida ao fim da solução, através de arredondamento. A checagem dos limites do tap também é realizada por uma abordagem sequencial.

$$\begin{bmatrix} \Delta P(x^v) \\ \Delta Q(x^v) \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \partial \Delta P / \partial \theta & \partial \Delta P / \partial V & \Delta P / \partial a \\ \partial \Delta Q / \partial \theta & \partial \Delta Q / \partial V & \Delta Q / \partial a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta a \end{bmatrix} \quad (\text{A.10})$$

Já pela abordagem sequencial, mais comum, o tap é atualizado após a execução do fluxo de potência. Verifica-se a tensão regulada com base no intervalo dado, caso esteja fora de seus limites, ajusta a_{km} . Então, executa-se o fluxo de potência novamente, até a tensão estar dentro do intervalo aceito. É possível utilizar um passo no ajuste a_{km} para que o processo seja impulsionado.

Essa abordagem sequencial através da checagem da tensão em determinada faixa também é usada na representação de bancos de capacitores e reatores chaveados.

O controle de fluxo de potência ativo através de transformador defasado pode ser modelado de maneira similar aos dois processos utilizados para o controle de tensão por variação automática de tap. Porém, agora a variável controlada é o fluxo de potência ativa (P_{km}) e a variável de controle é o ângulo de defasagem (ϕ_{km}). Nesse caso, a abordagem unificada amplia o tamanho do sistema.

Outro controle importante é o de fluxo de potência entre áreas. Os fluxos entre áreas são dados por valores planejados, por causa de questões econômicas e de segurança. É modelado como uma pseudo barra de referência na outra área ou uma barra de geração

variável, na qual apenas a potência é especificada.

Alguns destes e outros dispositivos de controle, mais modernos, são modelados e apresentados em (FILHO, 2000; FILHO, 2005). Utiliza da abordagem unificada com maior flexibilidade, facilitando a inclusão e retirada deste dispositivos. Os seguintes controles são modelados: de tensão em barras remotas; de tensão por variação automática de tap; compensadores estáticos de reativo; compensação série controlada; secundário de tensão; e bancos *shunt* com chaveamento automático e discreto baseado em faixa de tensão.

Apesar da discussão de inclusão de controles e limites apresentadas serem referenciadas para o fluxo de potência NR, as que utilizam a abordagem sequencial podem ser adaptadas para o fluxo de potência VDI. Caso seja a nível de iteração, são incluídos na varredura direta.

Cheng e Shirmohainmadi (1995) apresentam uma modelagem do controle de tensão por injeção de reativo para o fluxo de potência VDI trifásico. Utiliza da componente de sequência positiva da tensão a fim de representar a operação real do controle. Trata-se de uma abordagem sequencial na qual a variável controlada é a componente reativa da injeção de corrente, e a matriz de sensibilidade da barra PV, que determina o passo, é baseada nas impedâncias de sequência positiva. Também permite a modelagem do limite de potência reativa.