

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Alocação de Geradores Fotovoltaicos em Sistemas de Potência**

**Cristian Adolfo Alvez**

**Novembro de 2019  
Itajubá - MG**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Cristian Adolfo Alvez**

**Alocação de Geradores Fotovoltaicos em Sistemas de Potência**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para a obtenção do Título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica.

**Área de Concentração:** Sistemas Elétricos de Potência

**Orientador:** Antonio Carlos Zambroni de Souza

**Orientador:** Rafael Coradi Leme

**Novembro de 2019**

**Itajubá - MG**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Cristian Adolfo Alvez**

**Alocação de Geradores Fotovoltaicos em Sistemas de Potência**

Tese aprovada por banca examinadora em 11 de novembro de 2019,  
conferindo ao autor o título de **Doutor em Ciências em Engenharia  
Elétrica.**

**Banca Examinadora:**

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza (Orientador)

Prof. Dr. Rafael Coradi Leme (Orientador)

Prof. Dr. Miguel Castilla (Examinador)

Prof. Dr. Adriano Batista de Almeida (Examinador)

Prof<sup>a</sup>. Dr<sup>a</sup>. Eliane Valença Nascimento de Lorenci (Examinador)

Prof. Dr. Pedro Paulo Balestrassi (Examinador)

**Novembro de 2019**

**Itajubá - MG**

# **Agradecimentos**

Agradeço a minha família pelo apoio de sempre.

Agradeço aos orientadores e a Universidade Federal de Itajubá pelas oportunidades.

Agradeço à CAPES pelo apoio financeiro.

Agradeço aos colegas de trabalho pela parceria e as emoções vividas.

## Resumo

O crescimento da demanda promove a conexão de geração distribuída nos sistemas elétricos como uma opção para atender parte da demanda localmente. Isto pode trazer importantes benefícios ademais da redução da demanda, tais como o uso eficiente de energias não poluentes e menores perdas elétricas. No entanto, a integração de geração distribuída, principalmente as baseadas em fontes renováveis, apresenta vários desafios técnicos e econômicos.

Um dos principais desafios da integração de geração renovável é a aleatoriedade na operação, a qual expõe ao operador do sistema a situações de risco econômico e técnico, principalmente quando se consideram elevados níveis de penetração. Sendo assim, isto motiva o desenvolvimento de ferramentas de planejamento e operação que permitam explorar o impacto da aleatoriedade no sistema.

Este trabalho apresenta modelos de alocação de painéis fotovoltaicos para minimização de variância de potência ativa em sistemas de potência. Nos sistemas de distribuição se busca minimizar a variância da potência ativa da subestação, enquanto que nos sistemas de transmissão se pretende minimizar a variância do custo de operação, que depende das potências ativas despachadas. Além disso, aborda-se também a maximização da capacidade de hospedagem em redes de distribuição. A formulação matemática da proposta se conforma de modelos de fluxo de potência estocástico otimizado, os quais definem o lugar onde devem ser alocados os painéis fotovoltaicos dentro da rede.

Para validar o desempenho dos modelos foram realizadas simulações com sistemas de distribuição e transmissão, utilizando séries temporais de irradiação solar e demanda. Os resultados mostram que a metodologia pode contribuir com a redução de variância do custo de operação quando aplicada a sistemas de transmissão. Além disso, o modelo proposto se mostrou efetivo para integrar elevados níveis de geração fotovoltaica em sistemas de distribuição, sem ocasionar violações significativas nos limites operativos.

**Palavras-chaves:** Sistemas de Potência, Geração Fotovoltaica, Minimização de Variância de Potência Ativa, Maximização da Capacidade de Hospedagem.

## Abstract

Demand growth promotes the connection of distributed generation in electrical systems as an option to meet demand locally. This can bring important benefits in addition to demand reduction, such as reduction of losses and environmental impacts. However, the integration of distributed generation, especially those based on renewable resources, presents several technical and economic challenges.

One of the main challenges of the integration of renewable generation is the randomness of the operation, which exposes the system operator to situations of economic risk, especially when considering high levels of penetration. Thus, this motivates the development of planning tools to explore the impact of randomness on the system operation.

This work presents models for allocating photovoltaic generators into power systems. Three objectives are explored in the allocation. On the one hand, the minimization of active power variance in the substation of distribution systems. On the other hand, the minimization of the variance of the operating cost in transmission systems. Finally, the maximization of the hosting capacity in radial networks it also addressed. The mathematical formulation is based on optimized stochastic power flow models that allow to define the photovoltaic modules allocated in each bus of the system.

To validate the performance of the models, simulations with distribution and transmission systems were performed, using time series of solar radiation and demand. The results show that the methodology can reduce the variance of the operating cost when applied to transmission systems. Moreover, the model proved effective in integrating high levels of photovoltaic generation into distribution systems, without causing significant violations in the operating limits.

**Keywords:** Power Systems, Photovoltaic Generation, Minimization of Active Power Variance, Maximization of Hosting Capacity.

## Lista de ilustrações

Fig. 1. Esquema de una microrrede inteligente .....	20
Fig. 2. Sistema de transmissão .....	22
Fig. 3. Variáveis do modelo de fluxo no ramo .....	23
Fig. 4. Distribuições de probabilidade      a) Normal      b) Weibull .....	26
Fig. 5. Distribuições de probabilidade      c) Lognormal      d) Beta .....	26
Fig. 6. Métodos de modelagem de incertezas.....	28
Fig. 7. Funções de pertinência de conjuntos difusos .....	29
Fig. 8. Modelo estocástico de duas etapas.....	30
Fig. 9. Diagrama do processo de otimização.....	33
Fig. 10. Sistema de distribuição radial .....	34
Fig. 11. Esquema do método de estimação de ponto.....	35
Fig. 12. Cenários do MEP .....	36
Fig. 13. Esquema simplificado da UT .....	37
Fig. 14. Cenários para maximização da capacidade de hospedagem .....	42
Fig. 15. Histograma da potência ativa na subestação (OPF-UT) .....	48
Fig. 16. Histograma da potência ativa na subestação (busca aleatória) .....	48
Fig. 17. Histograma do CO alocando placas para minimizar a média do CO.....	52
Fig. 18. Histograma do CO alocando placas para minimizar a variância do CO.....	52
Fig. 19. Histograma da tensão com menor magnitude dentro do sistema de 14 barras .....	54
Fig. 20. Histograma da tensão com maior magnitude dentro do sistema de 14 barras .....	55
Fig. 21. Histograma da tensão com menor magnitude dentro do sistema de 34 barras .....	55
Fig. 22. Histograma da barra com maior tensão dentro do sistema de 34 barras.....	56

## Lista de tabelas

Tabela I. Variáveis do modelo estocástico .....	38
Tabela II. Variáveis do modelo estocástico .....	40
Tabela III. Variância da potência ativa na subestação [MW] <sup>2</sup> .....	46
Tabela IV. Painéis alocados com cada método considerando NP = 0,4.....	47
Tabela V. Alocação para minimizar a média do CO no sistema de 5 barras .....	49
Tabela VI. Alocação para minimizar a variância do CO no sistema de 5 barras .....	50
Tabela VII. Alocação para minimizar a média do CO no sistema de 30 barras.....	50
Tabela VIII. Alocação para minimizar a variância do CO no sistema de 30 barras .....	50
Tabela IX. Painéis alocados no sistema de 5 barras com NP = 0,4.....	51
Tabela X. Painéis alocados no sistema de 30 barras com NP = 0,4 .....	51
Tabela XI. Capacidade de hospedagem do sistema de 14 barras .....	54
Tabela XII. Capacidade de hospedagem do sistema de 34 barras.....	54
Tabela XIII. Dados de demanda do sistema de 14 barras .....	69
Tabela XIV. Dados das linhas do sistema de 14 barras.....	69
Tabela XV. Dados de demanda do sistema de 34 barras.....	70
Tabela XVI. Dados das linhas do sistema de 34 barras.....	71
Tabela XVII. Dados de demanda do sistema de 5 barras .....	72
Tabela XVIII. Dados das linhas do sistema de 5 barras .....	72
Tabela XIX. Dados dos geradores do sistema de 5 barras .....	72
Tabela XX. Dados de demanda do sistema IEEE 30-bus.....	73
Tabela XXI. Dados dos geradores do sistema IEEE 30-bus .....	73
Tabela XXIII. Dados das linhas do sistema IEEE 30-bus.....	74
Tabela XXIII. Cenários do PEM .....	75
Tabela XXIV. Cenários da UT .....	76
Tabela XXV. Cenários MEP do sistema de 14 barras.....	77
Tabela XXVI. Cenários MEP do sistema de 34 barras .....	78
Tabela XXVII. Cenários MEP do sistema de 5 barras .....	79
Tabela XXVIII. Cenários UT do sistema de 5 barras.....	79
Tabela XXIX. Cenários MEP do sistema de 30 barras .....	80
Tabela XXX. Cenários da UT do sistema de 30 barras.....	80

## Lista de abreviaturas e siglas

<b>FPOM</b>	Fluxo de potência otimizado multicenário
<b>FDP</b>	Função de distribuição de probabilidade
<b>SMC</b>	Simulação de MonteCarlo
<b>MSMPO</b>	Método de segundo momento de primeira ordem
<b>GF</b>	Gerador fotovoltaico
<b>MEP</b>	Método de estimação de ponto
<b>UT</b>	<i>Unscented transformation</i>
<b>Psubs</b>	Potência ativa na subestação
<b>CO</b>	Custo de operação
<b>CH</b>	Capacidade de hospedagem
<b>SC</b>	Solução conservativa
<b>SNC</b>	Solução não conservativa
<b>medCO</b>	Valor médio do custo de operação
<b>varCO</b>	Variância do custo de operação

# Lista de símbolos

## Conjuntos

$b$	Barras do sistema
$bt$	Barras conectadas ao lado secundário de transformadores
$l$	Linhas do sistema
$t$	Linhas com reguladores de tensão
$Db$	Nós a jusante de cada barra
$s$	Cenários

## Parâmetros

$Pl_b$	Demanda de potência ativa
$Ql_b$	Demanda de potência reativa
$r_l$	Resistência de linhas
$x_l$	Reatância de linhas
$Y_{bn}$	Magnitude da admitância nodal
$\theta_{bn}$	Ângulo da admitância nodal
$NP$	Nível de penetração de recursos renováveis
$Ap$	Área efetiva de cada painel fotovoltaico
$Ep$	Eficiência de cada painel fotovoltaico
$\mu_x$	Irradiação solar média
$\sigma_x$	Desvio padrão da irradiação solar
$\gamma_x$	Assimetria da irradiação solar
$\beta_x$	Curtose da irradiação solar
$Cxx$	Matriz de covariância dos perfis de irradiação solar e carga
$SI_b^s$	Irradiação solar de cada cenário
$W_s$	Probabilidade de cada cenário

## Variáveis

$PV_b$	Painéis fotovoltaicos alocadas em cada barra
$P_l^s$	Potências ativas de final de linha
$Q_l^s$	Potências reativas de final de linha
$I_l^s$	Magnitudes quadradas de corrente
$V_b^s$	Magnitudes quadradas de tensão
$Vref_t$	Referência de tensão para transformadores reguladores
$tap_l^s$	Taps dos transformadores
$v_b^s$	Magnitude do fasor tensão
$\theta_b^s$	Ângulo do fasor tensão
$P_G^s$	Potência ativa dos geradores síncronos
$Q_G^s$	Potência reativa dos geradores síncronos

# Sumário

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>12</b>
1.1 Considerações preliminares.....	12
1.2 Revisão bibliográfica.....	13
1.3 Objetivo .....	16
1.4 Estrutura do trabalho .....	17
<b>2. MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>18</b>
2.1 Microrredes .....	18
2.2 Fluxo de potência .....	21
2.3 Modelagem de incertezas em fluxo de potência.....	25
2.4 Otimização estocástica .....	30
<b>3. METODOLOGIA .....</b>	<b>33</b>
3.1 Equações de fluxo de potência para sistema radial .....	33
3.2 Cenários representativos para estimação de momentos .....	35
3.3 Minimização de variância de potência ativa em sistemas de distribuição .....	38
3.4 Minimização da variância do custo de operação em sistemas de transmissão.....	40
3.5 Minimização da capacidade de hospedagem em sistemas de distribuição.....	41
3.6 Simulação com séries temporais .....	43
<b>4. RESULTADOS.....</b>	<b>45</b>
4.2 Alocação para minimização de variância de potência ativa na subestação.....	46
4.3 Alocação para minimização de variância do custo de operação .....	48
4.4 Alocação para maximização da capacidade de hospedagem .....	52
4.5 Resumo de resultados e considerações finais.....	56
<b>5. CONCLUSÕES .....</b>	<b>58</b>
<b>CONTRIBUIÇÕES RELACIONADAS AO TRABALHO: .....</b>	<b>60</b>
<b>DEMAIS CONTRIBUIÇÕES DO CANDIDATO: .....</b>	<b>60</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>61</b>
<b>APÊNDICES .....</b>	<b>68</b>

# 1. Introdução

## 1.1 Considerações preliminares

A energia elétrica é um serviço imprescindível para o desenvolvimento da sociedade moderna. Tanto o conforto nos setores residenciais e comerciais, quanto a produção das grandes indústrias, dependem fortemente do fornecimento de energia elétrica. Como consequência dessa dependência do uso da eletricidade, a demanda de energia elétrica em vários países do mundo aumenta ano após ano, exigindo ampliar a capacidade de abastecimento das redes.

Além disso, as tecnologias de geração baseadas na queima de combustíveis fósseis, responsáveis por atender grande parte da demanda, enfrentam barreiras cada vez maiores para seu uso devido aos impactos ambientais, o que promove a integração de fontes renováveis de energia nas redes elétricas [1].

Nesse contexto, a geração distribuída baseada em recursos renováveis se apresenta como uma opção para aliviar o crescimento da demanda com baixo custo de operação e baixo impacto ambiental [1]. No entanto, apesar dos grandes benefícios, a integração de fontes intermitentes traz consigo vários desafios técnicos e econômicos.

Dentre os principais desafios econômicos se encontra o risco devido à aleatoriedade que introduzem as fontes primárias e a demanda, o qual pode levar a elevados custos de operação. Além disso, a aleatoriedade também pode levar a enfrentar desafios do ponto de vista técnico, por exemplo, sobretensões e sobrecorrentes.

Por outro lado, a evolução tecnológica fornece os meios para um melhor aproveitamento dos recursos energéticos, assim como uma maneira de mitigar o impacto da aleatoriedade das fontes renováveis [2].

Dessa maneira, o crescimento progressivo da demanda, a integração cada vez maior de geração renovável nas redes elétricas e a evolução das tecnologias que facilitam a integração, criam a necessidade de desenvolver ferramentas para planejamento e operação de sistemas elétricos que considerem o comportamento intermitente dos recursos renováveis e incluam as características da rede e das diversas tecnologias que podem ser integradas.

## 1.2 Revisão bibliográfica

Na revisão a seguir se apresentam estudos relacionados à integração de geração renovável em sistemas de potência, visando dois objetivos.

Por uma parte, se abordam trabalhos que tratam a redução de variância de potência ativa, incluindo métodos e estratégias para atenuação de variância na potência de saída dos geradores, potência neta nas barras do sistema, etc.

Por outro lado, se apresentam estudos associados à maximização da capacidade de hospedagem de geração renovável em redes de distribuição.

Nesse contexto, a finalidade desta seção é explorar os conceitos e ferramentas disponíveis na literatura relacionados com esses assuntos, para posteriormente conformar modelos estocásticos de alocação de painéis fotovoltaicos.

A informação apresentada na sequência se separa em duas partes. A primeira relacionada com a redução de variância de potência ativa e a segunda associada ao aumento da capacidade de hospedagem.

### 1.2.1 Redução de variância de potência ativa em sistemas de potência

Na literatura se encontram várias maneiras de tratar o assunto, tais como enfoques probabilísticos, otimização robusta e modelos baseados em lógica difusa [3].

Vários estudos abordam o problema considerando apenas o comportamento dos recursos renováveis, sem levar em conta as características da rede. O trabalho [4] propõe uma ferramenta para definir a combinação ótima de duas fontes renováveis, com o objetivo de maximizar o ganho da distribuidora mitigando o risco de indisponibilidade de recursos hídricos e combustíveis. A referência [5] apresenta um modelo estocástico de avaliação de recursos baseado numa abordagem probabilística. Esta proposta permite explorar o efeito combinado da geração eólica e fotovoltaica, considerando a correlação das fontes com a demanda.

Os autores em [6] propõem um modelo híbrido para definir a capacidade ótima das fontes eólicas e solares, de maneira a maximizar a potência renovável alocada, porém sem ultrapassar um limite de variabilidade predefinido nas potências de saída. Este estudo aborda o problema no curto e longo prazos e considera a natureza complementar dos recursos. Ademais, [7] apresenta uma metodologia para previsão de geração fotovoltaica no longo prazo, a qual se

mostra robusta para estimar a produção real de sistemas fotovoltaicos, resultando útil para minimizar o risco em projetos de investimento.

No entanto, as referências [4]–[7], não consideram restrições técnicas associadas à rede elétrica, por exemplo, equações de fluxo de potência, o que não garante um adequado funcionamento do sistema.

Uma maneira de abordar o problema considerando restrições técnicas, é através de modelos de otimização que incluem uma representação linear da rede. Na referência [8] se expõe um modelo para alocação de geradores renováveis que inclui unidades de armazenamento e resposta da demanda. Esta abordagem utiliza um método heurístico de solução para atender a demanda ao menor custo e permite o gerenciamento e controle dos fluxos de energia dentro da rede. A referência [9] propõe um modelo para otimização que integra geração renovável e inclui a modelagem explícita do efeito da aleatoriedade. O modelo proposto pode ser resolvido mediante métodos de otimização clássica e permite a construção de fronteiras de Pareto para uma adequada solução de compromisso entre retorno e variância.

O estudo apresentado em [10] expõe um modelo para minimizar a variância da carga líquida em sistemas de distribuição, através da implantação de baterias. Esta abordagem permite explorar o efeito do limite de capacidade das baterias e a influência da alocação dentro da rede.

Contudo, os estudos em [8]–[10] utilizam uma representação linear do sistema, cuja precisão é muito dependente do sistema e do caso [11].

Outra abordagem do problema no contexto de planejamento e operação é através da teoria de portfólios, aplicada na análise de investimentos em geração renovável, a qual resolve um problema de otimização para maximizar o retorno do investimento, adicionando uma restrição de variância desse retorno [12]–[14]. Esta abordagem apresenta a limitação de que o parâmetro de tolerância ao risco é definido subjetivamente, o que pode afetar significativamente a solução [15].

Por outra parte, existem vários trabalhos que apresentam modelos inovadores para otimização de variância do ponto de vista de operação, sem considerar dimensionamento e alocação [15]–[20].

Na revisão acima se percebe uma brecha quanto a modelos de alocação de sistemas fotovoltaicos que permitam a minimização de variância de potência ativa em sistemas de potência.

### **1.2.2 Capacidade de hospedagem em sistemas de distribuição**

A integração de geração renovável em sistemas de distribuição traz importantes benefícios porém dificulta o planejamento e a operação, levando aos operadores do sistema a enfrentar vários desafios [21]. Um dos principais desafios é determinar a capacidade máxima de geração distribuída que pode ser integrada na rede sem violar os limites operativos, conhecida como capacidade de hospedagem (CH).

A motivação de determinar a CH se justifica em vários motivos tais como conhecer a máxima redução de demanda que pode ser alcançada sem ocasionar problemas técnicos, manter a confiabilidade e segurança na rede, aproveitar de maneira eficiente as energias limpas, dentre outros [22].

Nesse sentido, a comunidade acadêmica realiza um grande esforço em desenvolver metodologias que permitam determinar a CH das redes, abrangendo estratégias tais como reconfiguração da rede, alocação de fontes de potência reativa, resposta da demanda e esquemas de corte de geração renovável.

Nas referências [23], [24] os autores utilizam um modelo estocástico de duas etapas no contexto da alocação de fontes de potência reativa, de modo a considerar simultaneamente a redução dos custos de implantação das fontes e maximizar a capacidade de hospedagem. Por outra parte, os trabalhos apresentados em [25], [26] utilizam uma abordagem heurística que otimiza a CH e a eficiência da rede em simultâneo, através da alocação de condicionadores unificados de energia.

Sob outra perspectiva, os estudos apresentados em [27], [28] abordam o problema de maximizar a CH através da gestão de redes ativas, incluindo controle coordenado de tensão, estratégias de compensação de potência reativa, controle do fator de potência em unidades geradoras e resposta da demanda.

Por outro lado, a determinação da CH pode ser tratada desde a perspectiva de reconfiguração de rede [29], [30] ou combinando técnicas de corte de geração tanto centralizadas quanto descentralizadas [31], [32]. Além disso, vários trabalhos abordam o assunto

combinando metodologias como despacho e gestão otimizada, com dispositivos armazenadores, veículos elétricos e transformadores inteligentes [33]–[36].

Na revisão acima se observa que as metodologias para determinar a capacidade de hospedagem usualmente utilizam uma grande quantidade de cenários. No entanto, a CH geralmente é limitada por problemas de tensão [37], [38], situação que acontece em cenários particulares. Desse modo, observa-se uma brecha em relação a modelos que utilizem poucos cenários para determinar de maneira eficiente a capacidade de hospedagem.

### 1.3 Objetivo

Este trabalho tem por objetivo desenvolver um modelo de alocação de sistemas fotovoltaicos para minimizar a variância de potência ativa em sistemas de potência. Pretende-se que o modelo tenha flexibilidade para ser aplicável tanto em sistemas de distribuição como de transmissão. O objetivo a minimizar nos sistemas de distribuição é a variância da potência ativa da subestação, enquanto que nos sistemas de transmissão o que se busca é minimizar a variância do custo de operação, que depende das potências ativas despachadas. Além disso, também se pretende adaptar o modelo para determinar a capacidade de hospedagem em sistemas de distribuição.

A ferramenta a desenvolver pode dar suporte na etapa de planejamento e operação de sistemas elétricos, permitindo explorar o efeito da aleatoriedade (risco econômico), e ademais provendo uma estimativa da máxima redução de demanda que pode ser alcançada pela integração de renováveis, sem provocar violações nos limites de tensão e corrente.

Dadas as características do problema, o modelo deve considerar o comportamento do recurso solar e a demanda no longo prazo, as equações representativas da rede, e as características dos geradores fotovoltaicos, tudo isso integrado através de um modelo de otimização.

Para alcançar o objetivo apresentado acima, as seguintes etapas devem ser desenvolvidas:

- Estudar a representação da irradiação solar e a demanda no longo prazo.
- Buscar um modelo para representar a rede em regime permanente.
- Identificar métodos para modelagem de incertezas aplicáveis a sistemas de potência.

- Realizar um levantamento de métodos de otimização aplicáveis ao fluxo de potência estocástico.
- Integrar os três fatores anteriores através de um modelo de programação matemática e implementar numa plataforma computacional.
- Implementar, se possível, algum método existente na literatura para fins de comparação.
- Validar a proposta através de simulação com séries temporais.

## 1.4 Estrutura do trabalho

Este trabalho é composto do capítulo introdutório que apresenta o problema de pesquisa e o objetivo, e mais cinco capítulos. O Capítulo 2 apresenta os conceitos associados com fluxo de potência, modelagem de incertezas e programação estocástica.

No Capítulo 3 se apresentam os modelos desenvolvidos e a metodologia de validação das soluções.

No Capítulo 4 se apresentam resultados de simulação que ilustram o desempenho dos modelos propostos.

No Capítulo 5 se apresentam as conclusões do trabalho e os trabalhos futuros.

## 2. Marco teórico

As incertezas são características inerentes dos sistemas de potência, já que vários parâmetros do sistema, tais como a demanda e a geração renovável, são de natureza aleatória. Isto levou ao desenvolvimento de modelos que permitam representar os sistemas eléctricos levando em conta o comportamento desses parâmetros aleatórios, e à criação de métodos para otimizar esses modelos estocásticos.

Este capítulo tem por objetivo apresentar os conceitos básicos associados com a modelagem de fluxo de potência estocástico otimizado. Estes conceitos são a base dos modelos que serão apresentados no capítulo seguinte.

Além disso, desde que o conceito de microrrede está intimamente relacionado com a integração de geração distribuída em sistemas de potência, este conceito se apresenta brevemente ao começo da seção.

A informação apresentada a seguir se divide em cinco seções. A primeira apresenta o conceito de microrrede, as três seguintes estão associadas a modelagem de incertezas em fluxo de potência, e a última relacionada com otimização estocástica.

### 2.1 Microrredes

As microrredes são grupos de cargas, sistemas de armazenamento de energia e sistemas de micro-geração que operam em conjunto, como se fossem um único sistema provedor de eletricidade e calor. Estes sistemas podem ser vistos como uma entidade simples, que pode responder a sinais de uma central de controle, e que pode operar isoladamente. O núcleo do conceito de microrrede é a noção de uma interface flexível e controlável [39].

Uma diferença fundamental que distingue as microrredes, respeito das redes eléctricas convencionais, é que os geradores de energia são de pequeno porte, distribuídos, e estão localizados próximos das cargas, permitindo o aproveitamento do calor produzido no processo de geração de energia eléctrica.

De forma simples e resumida, a microrrede pode ser definida como a forma mais eficiente, segura e gerenciável para a conexão de grande número de geradores de pequeno e médio porte aos sistemas atuais de energia eléctrica [40].

O conceito de microrrede envolve alta penetração da geração distribuída sem necessidade da reestruturação do sistema de distribuição. Durante a ocorrência de perturbações, as fontes de micro-geração e as correspondentes cargas alimentadas podem operar de forma autônoma, mantendo assim a confiabilidade do serviço aos usuários.

A microrrede pode ser designada para atender vários aspectos operacionais da rede, tais como alta confiabilidade, redução de perdas, controle de tensão, e alta eficiência através do aproveitamento da energia térmica despendida no processo de geração.

O desafio deste novo paradigma é atingir as funcionalidades mencionadas acima sem grandes custos em engenharia, mantendo a alta confiabilidade do sistema, a flexibilidade de posicionamento das fontes de geração, e consequentemente aproveitando o calor residual do processo. Para lograr isto se promove um modelo *peer to peer* e *plug and play* para cada um dos componentes da microrrede. O conceito *peer to peer* assegura que não há componentes, como um controlador mestre ou uma unidade central de armazenamento, que sejam críticas para o funcionamento da microrrede. Isto se refere a que a microrrede pode continuar operando com a perda de algum componente. *Plug and play* implica que uma unidade pode ser colocada em algum ponto do sistema elétrico sem a necessidade de redesenhar totalmente os controles [39].

### **2.1.1 Microrrede inteligente**

Atualmente os sistemas de energia elétrica estão passando por uma transformação de grandes proporções. A mesma consiste na modernização das tecnologias de geração, transmissão, distribuição e uso final da energia elétrica, visando abordar questões que vão desde as preocupações com mudanças climáticas e o envelhecimento das instalações atuais, até a possibilidade de proporcionar ao usuário final maior participação no planejamento e operação do sistema. A Fig. 1 ilustra o esquema de uma microrrede inteligente. Esta deve ser entendida mais como um conceito do que uma tecnologia ou equipamento específico. As mesmas baseiam-se na utilização intensiva de tecnologias de automação, computação e comunicação, para monitoramento e controle da rede elétrica. Isto permite a implantação de estratégias de controle e otimização da rede de forma muito mais eficiente que as atualmente em uso [40].

As redes inteligentes utilizam os avanços nas tecnologias de informação e comunicação para controlar os sistemas de energia confiável e eficientemente. Algumas destas tecnologias já existem nos subsistemas de geração e transmissão, mas no presente há uma escassa

comunicação com o subsistema de distribuição. Além disso, os circuitos de distribuição são extensos, quase totalmente passivos e limitados a controles locais. Com exceção de grandes cargas, não há um monitoramento em tempo real de tensão ou corrente fornecidos nas cargas, resultando isso numa pobre interação entre os usuários e os sistemas de potência [41].

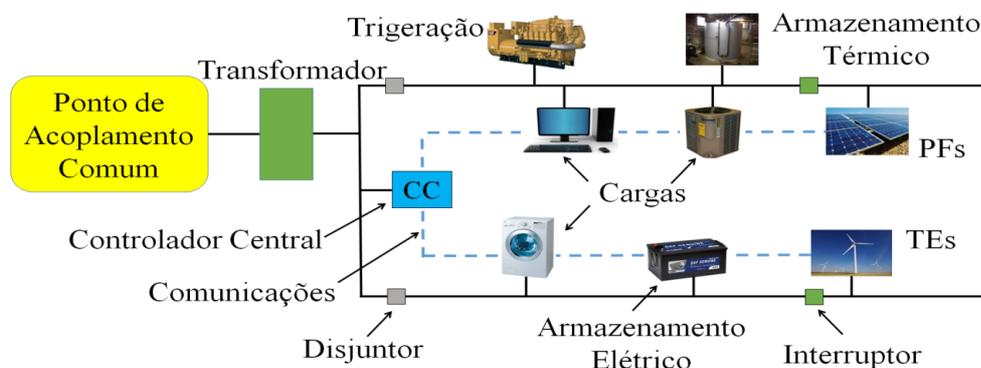


Fig. 1. Esquema de uma microrrede inteligente

### 2.1.2 Características de uma rede inteligente

Algumas características desejadas nas microrredes inteligentes são as seguintes [41]:

- Possibilidade de operar em forma independente sem ligação à rede de distribuição. Geralmente a microrrede opera a maior parte do tempo conectada à concessionária, podendo optar por operar em modo autônomo se for preciso. Durante a operação em este modo, todas as cargas têm que ser fornecidas e compartilhadas por geração distribuída.
- Capacidade de autorecuperação podendo automaticamente detectar, analisar, responder e restaurar falhas na rede.
- Empoderamento dos Consumidores incluindo os equipamentos e o comportamento dos mesmos nos processos de planejamento e na operação da rede, permitindo aos clientes consumir e vender energia, gerenciar seu uso, e reduzir seus custos.
- Tolerância a ataques externos tendo a capacidade de mitigar e resistir a ataques físicos e cibernéticos.
- Prover uma melhor qualidade de energia elétrica, mediante a possibilidade de dispor as microfuentes próximas das cargas, diminuindo quedas de tensão e interferências,

podendo assim atender equipamentos sensíveis, de acordo com as tecnologias digitais atuais.

- Integrar uma ampla variedade de fontes de energia de várias dimensões e tecnologias, incluir opções de armazenamento de energia, reduzir o impacto ambiental do sistema produtor de eletricidade, as perdas e utilizar fontes que permitem obter uma melhor eficiência energética.
- Permitir gestão pelo lado da demanda através de medidores inteligentes, eletrodomésticos inteligentes, dispositivos de armazenamento (veículos elétricos) e fornecer aos clientes informações relacionadas ao uso e os preços da energia. Prevê-se que os clientes terão incentivos para modificar seu padrão de consumo.
- Permitir a incorporação de tecnologias de trigerção para aproveitamento do calor residual dos processos de geração, sendo aplicável o mesmo em sistemas de refrigeração ou aquecimento. Isto traz consigo um considerável aumento do rendimento na utilização de fontes de energia primária.
- Otimização de ativos utilizando tecnologias de informação para melhorar continuamente o uso do capital, minimizar custos de operação e manutenção, logrando um maior rendimento nos investimentos.

## 2.2 Fluxo de potência

O problema de fluxo de potência consiste em resolver um conjunto de equações que representam o sistema de potência em regime permanente. Este conjunto de equações, chamadas equações de fluxo de potência, correspondem ao balanço de potências em cada barra. Uma vez formulado e resolvido o problema, a solução permite conhecer várias informações de interesse, tais como potências injetadas, fluxo nas linhas, perdas, etc.

Devido às características dos sistemas de potência (por ex., topologia) existem várias maneiras de representar o problema de fluxo de potência. Os modelos podem ser classificados segundo vários critérios, tais como a representação utilizada (números reais ou complexos), as características do sistema de equações (lineares ou não lineares) e variáveis de estado empregadas (variáveis nodais ou de ramo). Na revisão abaixo se apresentam alguns modelos no campo dos números reais, que são de uso comum na literatura.

### 2.2.1 Modelo de injeção de barra

Esta modelagem é a mais utilizada na literatura. Basicamente, o problema se representa considerando variáveis nodais da rede. Desse modo, há quatro variáveis associadas com cada barra, que são magnitude e ângulo da tensão, e as potências ativa e reativa injetadas. Geralmente duas variáveis são especificadas e duas calculadas [42]. Considere-se o sistema de transmissão da Fig. 2, o qual pode ser representado através do modelo de injeção de barra.

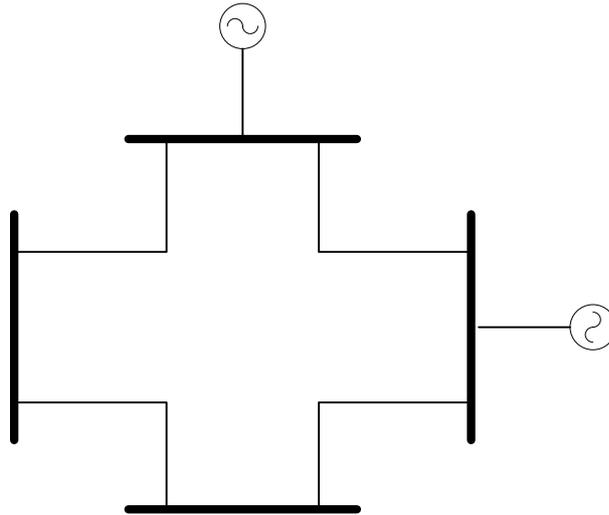


Fig. 2. Sistema de transmissão

Logo, sendo os vetores  $V, I, P, Q, Y$  as tensões nodais, correntes líquidas injetadas nas barras, potências ativas e reativas líquidas injetadas nas barras, e a matriz de admitância nodal, respectivamente, as equações de fluxo de potência podem ser expressas da seguinte maneira [43].

$$I_k = \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \quad (1)$$

$$S_k = V_k I_k^* \quad (2)$$

$$S_k = V_k \left[ \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \right]^* \quad (3)$$

$$S_k = V_k \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n e^{j(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn})} \quad (4)$$

Assim, em (4) as equações de fluxo de potência para cada barra  $k$  são expressas em função das magnitudes  $V_k, V_n$  e ângulos  $\delta_k, \delta_n$  dos fasores de tensão, e a magnitude e ângulo

das admitâncias nodais  $Y_{kn}, \theta_{kn}$ . Finalmente tomando as partes reais e imaginária da equação (4), o balanço de potência ativa e reativa em cada nó resulta nas equações (5) e (6).

$$P_{gen_k} - P_{load_k} = V_k \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \cos(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (5)$$

$$Q_{gen_k} - Q_{load_k} = V_k \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (6)$$

### 2.2.2 Modelo de fluxo no ramo

O modelo de fluxo no ramo (*branch flow model*) representa o problema de fluxo de potência considerando como variáveis as magnitudes de correntes e potências das linhas, e das tensões. Este modelo tem sido utilizado para modelar sistemas de distribuição com topologias radiais [42]. A Fig. 3 expõe as variáveis do modelo.

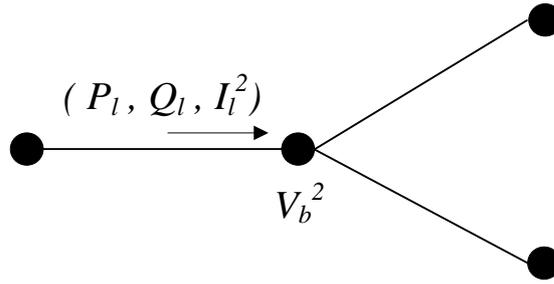


Fig. 3. Variáveis do modelo de fluxo no ramo

Sendo assim, considerando as variáveis  $P_l, Q_l, I, V$  como sendo a magnitude da potência ativa e reativa das linhas, e as magnitudes de corrente nas linhas e tensões nodais elevadas ao quadrado, as equações de fluxo de potência se mostram nas equações (7)-(10), sendo que as expressões (7)-(8) correspondem ao balanço de potencias ativas e reativas, enquanto que a equação (9) se relaciona às quedas de tensão no sistema, e a equação (10) está associada à potência aparente nas linhas [44].

$$P_l = \sum_{j \in Db} (P_j^s + I_j^s r_j) + Pl_b \quad (7)$$

$$Q_l = \sum_{j \in Db} (Q_j^s + I_j^s x_j) + Ql_b \quad (8)$$

$$Va_b = V_b + 2(r_l P_l + x_l Q_l) + (r_l^2 + x_l^2) I, \quad b \neq 0 \quad (9)$$

$$(P_l)^2 + (P_Q)^2 = I_l^s V_b^s \quad (10)$$

### 2.2.3 Modelo CC linearizado

Outra opção para representar o sistema de potência é através de equações linearizadas. Este modelo tem base em que o fluxo de potência ativa numa linha depende da abertura angular, fato análogo a relação entre corrente e queda de tensão num circuito de corrente contínua. Sendo assim, as equações de fluxo de potência CC se expressam em função dos ângulos  $\theta$  e a reatância das linhas  $x$  segundo a equação (11), onde  $\Omega_k$  é o conjunto de barras adjacentes à barra  $k$ , e  $NB$  o número total de barras [45].

$$P_k = \sum_{m \in \Omega_k} x_{km}^{-1} \theta_k + \sum_{m \in \Omega_k} -x_{km}^{-1} \theta_m \quad k = 1:NB \quad (11)$$

Esta abordagem oferece algumas vantagens, como uma menor quantidade de variáveis, o que reduz o tamanho do problema, e maior facilidade de solução quando comparado aos modelos não lineares. No entanto, o uso deste modelo é restrito a sistemas que possuem linhas com resistências pequenas, tensões próximas aos valores nominais, e diferenças angulares entre barras adjacentes pequenas. Desse modo, o uso deste modelo é comum em sistemas de transmissão, porém não aplicado em sistemas de distribuição, nos quais as resistências das linhas são altas, e as tensões se desviam significativamente dos valores nominais [45], [46].

### 2.2.4 Principais diferenças entre modelos

Dentre as principais diferenças entre os modelos apresentados anteriormente podemos citar as seguintes:

- O modelo de injeção de barra representa o problema com uma quantidade menor de variáveis em relação ao modelo de fluxo no ramo. No entanto, todas as equações são não lineares. Este tipo de modelagem mostra bom desempenho em sistemas malhados, como é o caso dos sistemas de transmissão, podendo ser também utilizado em sistemas radiais.
- O modelo de fluxo no ramo representa o problema com um maior número de equações e variáveis, porém com a vantagem que a maioria das equações são lineares. Este tipo de formulação aproveita a característica radial dos sistemas, sendo adequada para a representação dos sistemas de distribuição.

- O modelo DC linear, em relação aos outros modelos, apresenta as vantagens de facilidade para a solução e menor quantidade de variáveis. No entanto, seu uso é muito dependente do sistema e do caso, podendo prover soluções inexatas.

## 2.3 Modelagem de incertezas em fluxo de potência

Nesta seção se apresentam as ideias básicas de vários métodos para modelagem de parâmetros aleatórios em sistemas de potência. O objetivo principal destes métodos é mensurar o impacto dos parâmetros aleatórios de entrada nas variáveis aleatórias de saída do sistema. Desse modo, a principal diferença entre os métodos é a maneira de representar as incertezas nos parâmetros de entrada.

### 2.3.1 Métodos probabilísticos

Os métodos probabilísticos se baseiam na representação de parâmetros aleatórios de entrada através de distribuições de probabilidade. A essência destes métodos é obter a função de densidade de probabilidade (FDP) das variáveis de saída, em função das FDPs conhecidas das entradas [47]. Destaca-se que a forma das FDPs geralmente depende de parâmetros característicos, podendo variar significativamente com a variação desses parâmetros. Ademais, existem abordagens para caracterizar as FDPs chamadas não paramétricas [48], baseadas em metodologias empíricas.

Dentre as FDPs de uso comum no contexto de sistemas de potência se destacam a distribuição Normal, a qual geralmente representa as demandas de eletricidade [49]; as distribuições Beta e Weibull que usualmente representam a irradiação solar e a velocidade do vento [50]; e a distribuição Lognormal que habitualmente se utiliza para modelar preços de eletricidade [51]. As Fig. 4 e 5 ilustram exemplos das FDPs mencionadas para valores específicos dos parâmetros característicos, sendo  $\mu, \sigma, A, B$  a média, o desvio padrão, e os parâmetros de forma e escala, respectivamente.

Na literatura os métodos probabilísticos usualmente se encontram separados em abordagens numéricas e analíticas [52].

As abordagens numéricas são baseadas na simulação de Montecarlo (SMC). Basicamente o método consiste em definir uma função  $Y = f(X)$  que relaciona parâmetros de entrada  $X$  e variáveis de saída  $Y$ , e logo avaliar a função gerando uma grande quantidade de valores aleatórios dos parâmetros de entrada, através das FDPs conhecidas. Este processo se

repete até que um determinado critério de parada seja atendido. Uma vez realizada a simulação, é possível estimar as FDP das variáveis de saída mediante os valores obtidos das funções  $Y$ .

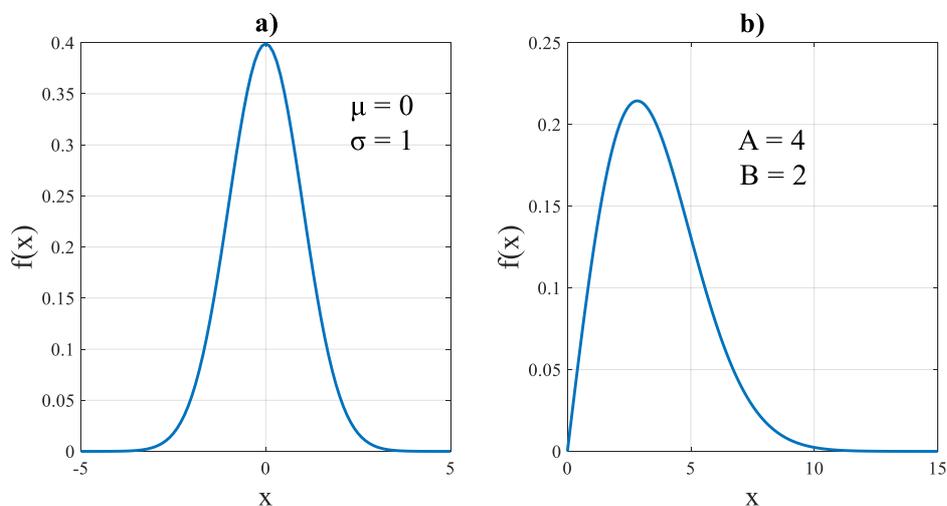


Fig. 4. Distribuições de probabilidade a) Normal b) Weibull

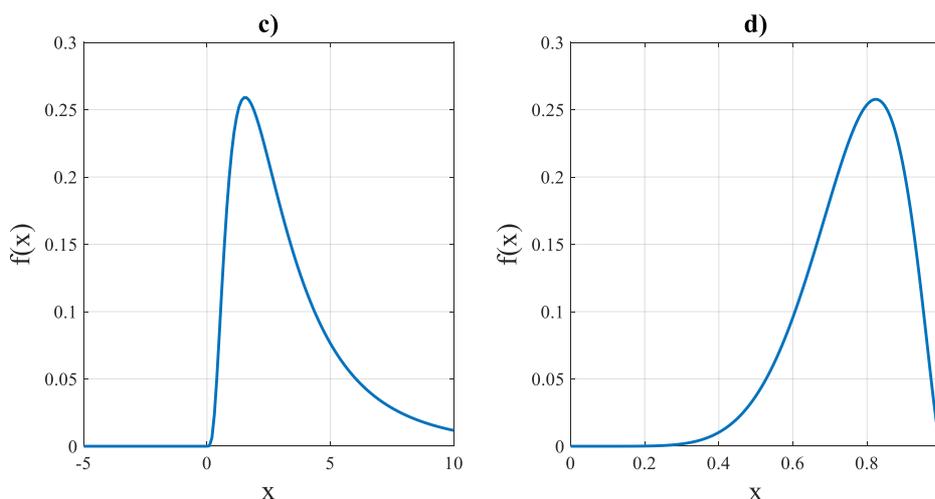


Fig. 5. Distribuições de probabilidade c) Lognormal d) Beta

A SMC pode ser classificada em abordagens sequenciais e não sequenciais [53], sendo a principal diferença a consideração ou não da ordem cronológica das variáveis de saída. Desse modo, as abordagens sequenciais são adequadas para estudos onde a ordem cronológica é relevante.

A principal vantagem dos métodos baseados na SMC é a simplicidade de implementação, enquanto que a desvantagem mais notória é o grande esforço computacional requerido.

Por outra parte, as abordagens analíticas se baseiam em obter informação das variáveis aleatórias de saída do problema, mediante expressões analíticas que dependem dos parâmetros

aleatórios de entrada. As abordagens analíticas, por sua vez, podem ser separadas em métodos baseados em linearização ou aproximação. Os métodos baseados em linearização representam as variáveis aleatórias de saída em torno do valor esperado [54]; enquanto que os métodos aproximados têm base na aproximação das FDPs dos parâmetros de entrada, utilizando somente algumas amostras dessas distribuições para obter informação das variáveis de saída.

Dentre as abordagens analíticas baseadas em linearização, as de uso mais comum são o método de convolução [55], a teoria dos cumulantes [16] e o método de segundo momento de primeira ordem (MSMPO) [56].

O método de convolução obtém a FDP de saída  $f(z)$  combinando as FDPs das entradas  $f(x)$  de acordo com a equação (12), onde a variável de saída  $z = a_1x_1 + a_2x_2 + \dots + a_nx_n$  corresponde a uma combinação linear das variáveis de entrada  $x$ , e  $\otimes$  indica convolução.

$$F(z) = \frac{f(x_1)}{|a_1|} \otimes \frac{f(x_2)}{|a_2|} \otimes \dots \otimes \frac{f(x_n)}{|a_n|} \quad (12)$$

As principais limitações do método de convolução são a grande demanda de memória e o elevado tempo computacional, sendo possível reduzir o efeito de tais limitações mediante a combinação com outros métodos [57].

Por sua vez, a teoria de cumulantes e o MSMPO, permitem determinar as FDPs das variáveis de saída com base nos momentos das FDPs de entrada. Mais especificamente, por meio dos momentos das variáveis de entrada é possível estimar os momentos das variáveis de saída, e posteriormente obter as FDPs das variáveis de saída mediante uma expansão em série [58].

No contexto de sistemas de potência, utilizando a teoria de cumulantes é possível estimar os momentos de uma variável de saída definindo os coeficientes da combinação linear através da inversa da matriz jacobiana do fluxo de potência, de acordo com a equação (13), onde  $\lambda_{xi,n}$  representa os momentos de ordem  $n$  das variáveis de estado  $y_i$ ,  $\lambda_{x2,n}$  são os momentos conhecidos dos parâmetros de entrada, e  $a_{i,1}^n$  os coeficientes da inversa da jacobiana [16].

$$\lambda_{yi,n} = a_{i,1}^n \lambda_{x1,n} + a_{i,2}^n \lambda_{x2,n} + \dots + a_{i,n}^n \lambda_{xn,n} \quad (13)$$

Por outra parte, por meio do MSMPO é possível estimar a média e variância das variáveis do fluxo de potência, aproximando as funções mediante a série de Taylor. Assim, primeiramente a variável de saída  $z = y(x)$  é linearizada em torno do valor médio  $y(\bar{x})$  de acordo a equação (14), e logo se aproxima a média e a covariância através das equações (15)-

(16). Nas equações abaixo  $G(\bar{x})$  representa a matriz jacobiana de  $y(\bar{x})$ , e  $C_x$  corresponde à matriz de covariância dos parâmetros de entrada. Esta aproximação apresenta bom desempenho enquanto os limites de corrente nas linhas não sejam alcançados [56].

$$Z(x) \approx y(\bar{x}) + G(\bar{x})(x - \bar{x}) \quad (14)$$

$$\bar{Z} = E(Z) \approx y(\bar{x}) \quad (15)$$

$$\bar{Z} = E((Z - \bar{Z})(Z - \bar{Z})^T) \approx G(\bar{x})C_x G(\bar{x})^T \quad (16)$$

Por outro lado, dentre os métodos aproximados se destacam o método de estimação de ponto (MEP) [59], a análise de cenários [60] e a ‘*Unscented transformation*’ (UT) [61]. Estes métodos aproximam os momentos de uma função de variáveis aleatórias definindo cenários representativos e pesos para os parâmetros aleatórios, e logo estimando os momentos pela teoria de variáveis aleatórias discretas. Detalhes dos cálculos para definir os cenários e pesos dos métodos aproximados se encontram em [52]. A Fig. 6 apresenta uma classificação resumida dos métodos para modelagem de incertezas.

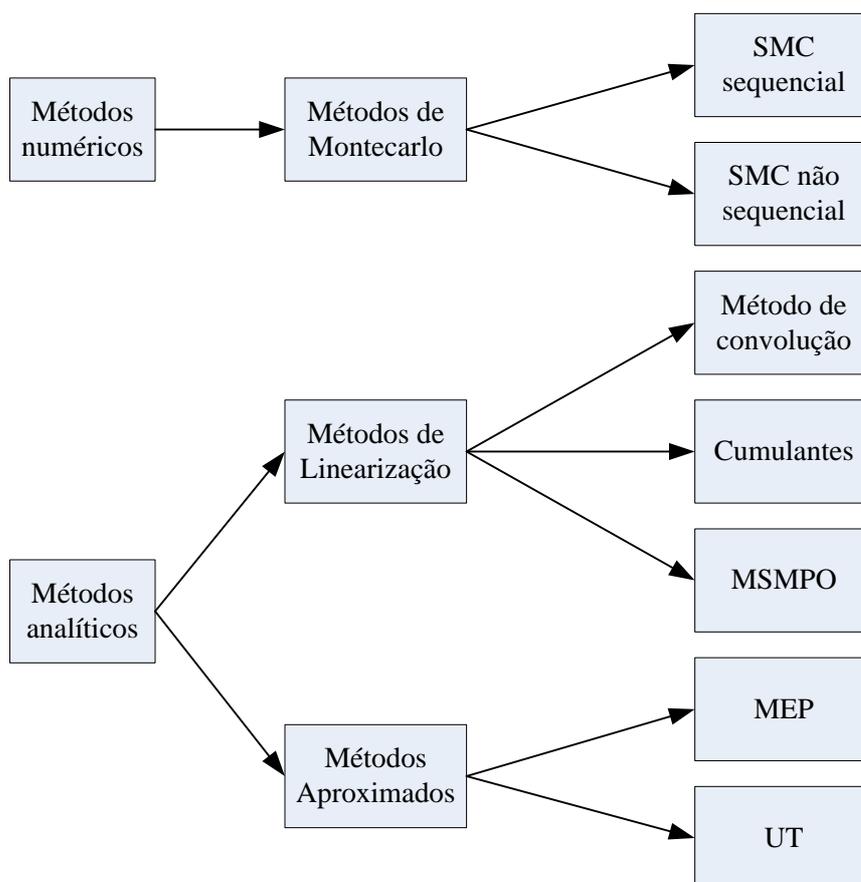


Fig. 6. Métodos de modelagem de incertezas

Em relação às vantagens e desvantagens dos métodos analíticos [47], [52], é importante destacar que:

- Alguns métodos linearizados têm a vantagem de não exigir um conhecimento detalhado das FDPs de entrada, bastando conhecer algumas características.
- Alguns métodos aproximados podem ser imprecisos quando se consideram muitos parâmetros aleatórios de entrada.
- Os métodos aproximados apresentam a vantagem de eficiência computacional, e não sofrem problemas de convergência.

### 2.3.2 Métodos possibilísticos

Os métodos possibilísticos modelam incertezas através da teoria de conjuntos difusos [62]. O tratamento de problemas através desta teoria geralmente é separado em três grandes etapas: fuzzificação, criação de regras e defuzzificação [63].

A fuzzificação basicamente associa funções de pertinência a cada parâmetro aleatório de entrada de um problema. Estas funções atribuem um valor entre 0 e 1 a um membro do conjunto, indicando o grau de pertinência do membro nesse conjunto. A Fig. 7 apresenta funções de pertinência de uso comum no contexto de conjuntos difusos.

Posteriormente, se constrói um conjunto de regras relacionadas às funções de pertinência das entradas, as quais codificam o conhecimento do problema. Habitualmente, quanto maior o número de funções de pertinência associadas a cada parâmetro de entrada, maior será o número de regras.

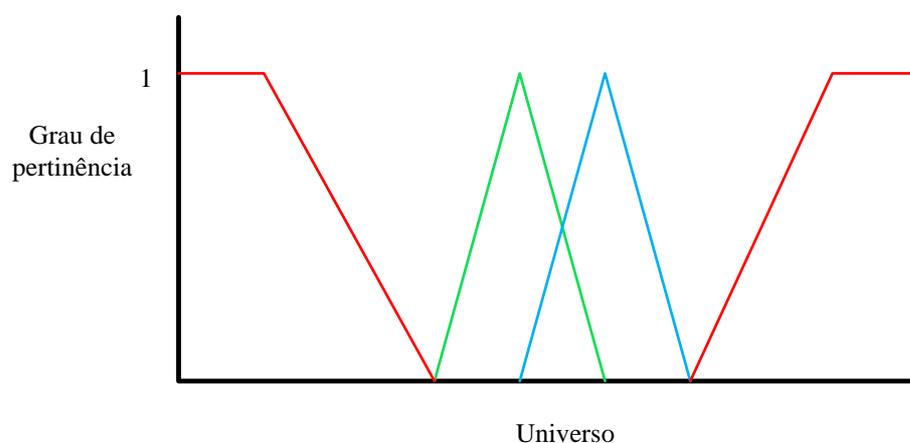


Fig. 7. Funções de pertinência de conjuntos difusos

Finalmente, avaliando as regras num processo conhecido como defuzzificação, é possível determinar o grau de pertinência da variável de saída, em relação a um conjunto de funções de pertinência determinadas.

Aplicações da teoria de conjuntos difusos em sistemas de potência se encontram em [64], [65] e suas referências.

## 2.4 Otimização estocástica

Basicamente a otimização estocástica busca representar e resolver um problema que depende de parâmetros aleatórios. No entanto, a presença de aleatoriedade dificulta muito a representação e solução, desde que há um compromisso entre exatidão da representação, e tamanho e complexidade do problema. Nesta seção se apresentam técnicas de modelagem para otimizar problemas estocásticos.

### 2.4.1 Programação com recurso

Uma maneira de representar incertezas em modelos de otimização é a programação com recurso. De maneira simplificada, o conceito consiste em separar as variáveis do problema por etapas, na qual algumas decisões se tomam na primeira etapa, e as decisões das etapas seguintes atuam como ações corretivas. Embora seja possível conformar modelos de várias etapas, a formulação mais utilizada na literatura são os modelos estocásticos de duas etapas [66]. A Fig. 8 ilustra o esquema de um modelo estocástico de duas etapas.

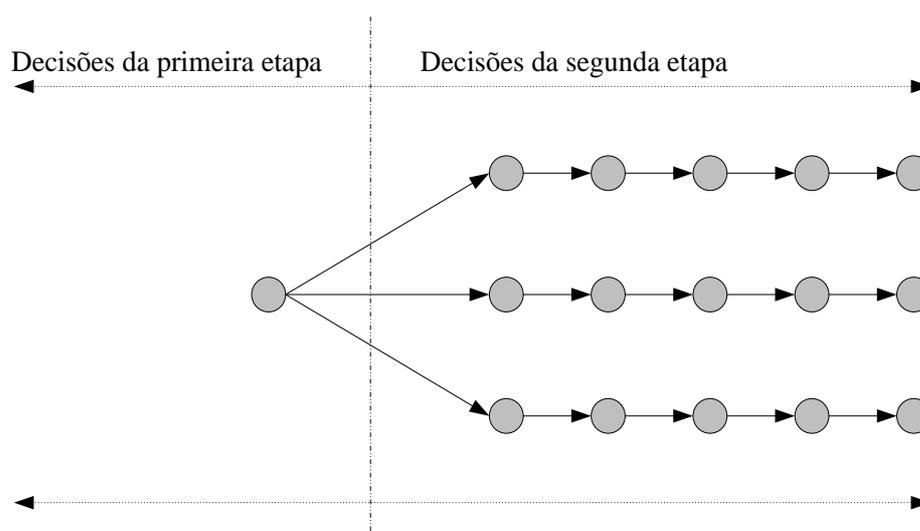


Fig. 8. Modelo estocástico de duas etapas

Os modelos estocásticos de duas etapas se conformam considerando simultaneamente um conjunto de cenários representativos  $y_s(x, w)$ , onde cada cenário  $s$  tem associada uma probabilidade de ocorrência  $P(s)$ , conforme ilustram as equações (17)-(19) [66], sendo  $x$  as variáveis da primeira etapa e  $w$  as variáveis da segunda etapa. Note que o segundo termo na equação (17) representa o valor médio de  $y_s$  nos cenários representativos.

$$\text{Min} \quad C(x) + \sum_{s=1}^S P(s) * y_s(x, w) \quad (17)$$

$$\text{s. a.} \quad G(x, w) = 0 \quad (18)$$

$$H(x, w) \leq 0 \quad (19)$$

No contexto de sistemas de potência, este tipo de modelagem é amplamente utilizado para análise de investimentos, nos quais as variáveis da primeira etapa representam a decisão sobre os investimentos, e as variáveis da segunda etapa representam ações corretivas tomadas frente as incertezas na operação do sistema [67], [68].

## 2.4.2 Programação robusta

Esta técnica de modelagem pode ser considerada como uma extensão da programação com recurso. A principal diferença entre ambas é que a programação robusta otimiza uma medida de variabilidade de  $y_s(x, w)$ , em conjunto com o valor esperado. Nesse sentido, esta técnica busca uma solução do modelo estocástico que seja menos sensível (ou mais robusta) frente ao comportamento dos parâmetros aleatórios [66].

A formulação robusta de um modelo estocástico de duas etapas pode ser expressa mediante as equações (20)-(22) [66]. Este tipo de formulação, chamada de pior caso, define a medida de variabilidade como sendo igual à maior expectativa de  $y_s(x, w)$ .

$$\text{Min}_x \quad \text{Max}_w \quad C(x) + \sum_{s=1}^S \pi(s) * y_s(x, w) \quad (20)$$

$$\text{s. a.} \quad G(x, w) = 0 \quad (21)$$

$$H(x, w) \leq 0 \quad (22)$$

Em sistemas de potências, os modelos de programação robusta geralmente se utilizam em problemas de minimização de risco, tanto no contexto econômico [69], quanto técnico [70].

### 2.4.3 Restrições probabilísticas

Nesta técnica de programação estocástica algumas das restrições se expressam em termos de proposições estatísticas relacionadas às variáveis da primeira etapa, evitando assim a modelagem das ações recursivas. Esta abordagem é particularmente útil quando as decisões da segunda etapa são difíceis de avaliar. Além disso, algumas restrições probabilísticas permitem a determinação de equivalentes determinísticos lineares utilizando a função de distribuição acumulada, o que reduz a complexidade do modelo [66], [71].

De maneira compacta, um problema de programação estocástica com restrições probabilísticas pode ser expresso mediante as equações (23)-(24), onde  $x$  representa as variáveis da primeira etapa,  $w$  são parâmetros aleatórios, e  $1-\alpha$  indica a probabilidade com a qual a restrição  $H(x) \geq f(w)$  deve ser atendida [71].

$$\begin{array}{ll} \text{Min} & C(x) \\ x & \end{array} \quad (23)$$

$$\text{s. a.} \quad P\{H(x) \geq f(w)\} \geq 1-\alpha \quad (24)$$

A modelagem mediante restrições probabilísticas tem grande aplicação no contexto de sistemas de potência, abrangendo problemas tais como despacho econômico [72], dimensionamento de armazenadores [73] e controle de potência reativa [74].

### 2.4.4 Considerações finais

Se observou nas subseções anteriores que existem vários métodos para modelagem de incertezas e solução de problemas estocásticos, que podem ser aplicados a sistemas de potência.

Para formular os modelos que serão apresentados posteriormente, neste trabalho se combinam dois conceitos apresentados anteriormente.

Por uma parte, a estimação de momentos de funções aleatórias mediante pontos representativos da função e pesos, a qual pode ser feita através do método de estimação de ponto (MEP) ou a ‘*unscented transformation*’ (UT). Por outro lado, a programação com recurso em duas etapas, a qual permite a representação de um problema estocástico.

No capítulo seguinte se apresenta a aplicação destes conceitos na formulação de modelos para alocação de painéis fotovoltaicos em sistemas de potência.

### 3. Metodologia

Esta seção apresenta modelos estocásticos de alocação de painéis fotovoltaicos em sistemas de potência. Todas as formulações possuem a estrutura de um fluxo de potência otimizado multicenário (FPOM) conforme expressam as equações (25)-(27), no qual os parâmetros aleatórios são a irradiação solar e as demandas de potência. Note que  $G_s(x)$  representa as equações de fluxo de potência de cada cenário  $s$ .

$$\text{Min } f(x) \quad (25)$$

$$\text{s. a. } G_s(x) = 0 \quad \forall s \in S \quad (26)$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \quad (27)$$

Serão apresentados modelos para minimização de variância de potência ativa em sistemas de distribuição e transmissão, e um modelo para maximizar a capacidade de hospedagem num sistema de distribuição.

Além disso, serão explorados dois métodos para definir cenários dos parâmetros aleatórios no FPOM, o método de estimação de ponto (MEP) [75], o qual assume independência entre os parâmetros aleatórios de entrada; e a ‘*unscented transformation*’ (UT) [76], [77], a qual considera a covariância entre parâmetros aleatórios. A Fig. 9 mostra o diagrama simplificado do processo de otimização.

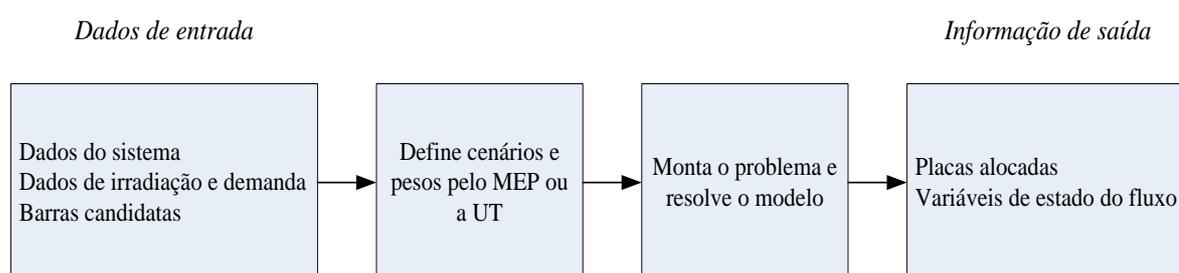


Fig. 9. Diagrama do processo de otimização

#### 3.1 Equações de fluxo de potência para sistema radial

O sistema de distribuição se representa através de uma estrutura radial, considerando operação balanceada [78]. A Fig. 10 ilustra um esquema da rede.

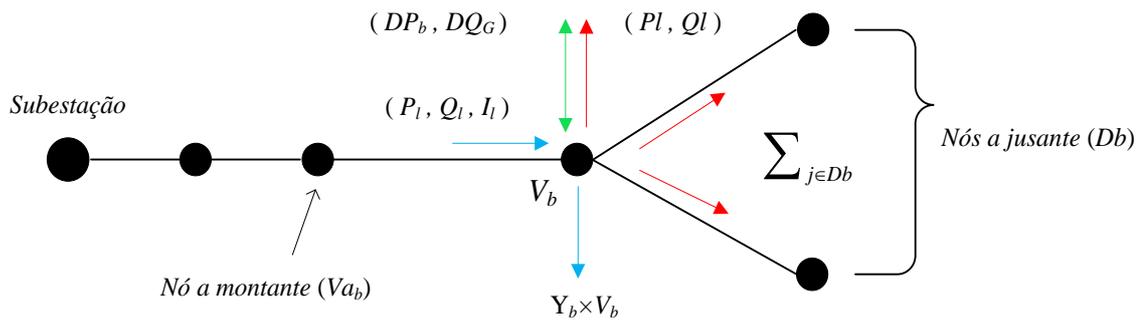


Fig. 10. Sistema de distribuição radial

As equações do fluxo de potência (28)-(31) correspondem ao modelo de fluxo no ramo [79] incluindo geradores distribuídos e transformadores [80]. Este modelo se expressa nas variáveis  $P_l$ ,  $Q_l$ ,  $I$ ,  $V$ , sendo  $P_l$ ,  $Q_l$  são as potências ativas e reativas de final de linha, e  $I$ ,  $V$  as magnitudes quadradas das tensões nodais e as correntes de linha.

Sendo assim, as equações (28)-(29) correspondem ao balanço de potências ativa e reativa, a equação (30) se relaciona com as quedas de tensão na rede radial, e a equação (31) representa a potência aparente nas linhas. Note que o superíndice  $s$  indica cenários.

$$P_l^s + DP_b^s = \sum_{j \in D_b} (P_j^s + I_j^s r_j) + Pl_b^s \quad (28)$$

$$Q_l^s + DQ_b^s = \sum_{j \in D_b} (Q_j^s + I_j^s x_j) + Ql_b^s \quad (29)$$

$$Va_b^s * A_l^s = V_b^s + 2(r_l P_l^s + x_l Q_l^s) + (r_l^2 + x_l^2) I_l^s, \quad b \neq 0 \quad (30)$$

$$(P_l^s)^2 + (Q_l^s)^2 = I_l^s V_b^s \quad (31)$$

Na formulação acima,  $DP_b^s$ ,  $DQ_b^s$  representam as potências ativa e reativa dos sistemas PV,  $r_l$ ,  $x_l$  a resistência e reatância das linhas,  $A_l$  a relação de tensões nos transformadores, e  $Pl_b^s$ ,  $Ql_b^s$  as demandas de potência ativa e reativa. Além disso, com base na topologia radial do sistema, é útil definir os nós a montante  $Va_b$  e a jusante  $D_b$  de cada barra. Note que  $A_l = 1$  para linhas sem transformadores ( $l \neq t$ ).

### 3.1.1 Modelo de gerador fotovoltaico

Cada gerador fotovoltaico (GF) é composto por um conjunto de painéis fotovoltaicos e um inversor operando com fator de potência unitário. Desse modo, a potência de saída na

equação (32) depende da quantidade de painéis alocados em cada barra  $PV_b$ , da irradiação solar  $SI_b^s$ , e da área e eficiência  $Ap, Ep$  de cada painel [22].

$$DP_b = Ap * Ep * SI_b * PV_b \quad (32)$$

### 3.1.2 Modelo de transformador

O modelo de transformador considera o *tap* no lado primário, o que resulta na relação de transformação  $A_l$  na equação (33). Para evitar um modelo de otimização inteiro os *taps* se representam através de variáveis contínuas [81].

$$A_l = 1 + \frac{0.1}{16} * tap_l \quad -16 < tap_l < 16 \quad (33)$$

$$Vref_t - \Delta V \leq \sqrt{V_{bt}^s} \leq Vref_t + \Delta V \quad (34)$$

A equação (34) garante que a tensão no lado secundário de cada transformador regulador se encontre dentro da banda morta (*deadband*), em todos os cenários. Note que  $Vref_t$  corresponde às referências de tensão (centro da banda morta),  $2\Delta V$  à largura da banda morta, e que  $V_{bt}^s$  representa magnitude quadrada da tensão no lado secundário dos transformadores.

## 3.2 Cenários representativos para estimação de momentos

### 3.2.1 Método de estimação de ponto

Para estimar os momentos estatísticos de uma função não linear de variáveis aleatórias  $z(x)$ , o MEP define um conjunto de cenários representativos, onde cada cenário tem um peso associado. Logo, através desses cenários e pesos se estimam os momentos de  $z(x)$ . A Fig. 11 apresenta o esquema simplificado do MEP.

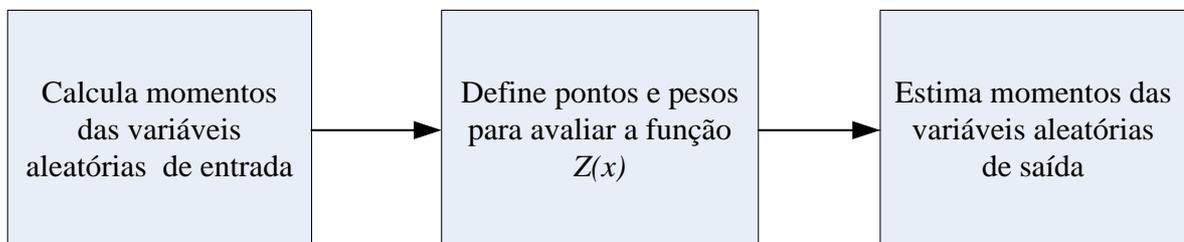


Fig. 11. Esquema do método de estimação de ponto

Neste trabalho se utiliza o esquema 2M+1 do MEP [75], [82], o qual define cenários e pesos mediante os quatro primeiros momentos estatísticos de cada parâmetro de entrada  $x$  ( $\mu_x, \sigma_x, \gamma_x, \beta_x$ ), sendo esses momentos a média, variância, assimetria e curtose, respectivamente.

Deste modo, as locações  $L_x^k$  dos parâmetros aleatórios se calculam mediante as equações (35)-(36), os pesos através da equação (37), e os momentos de  $z(x)$  mediante a equação (38) [75].

$$L_x^k = \mu_x + \xi_x^k * \sigma_x \quad (35)$$

$$\xi_x^k = \frac{\gamma_x}{2} + (-1)^{3-k} \sqrt{\beta_x - 0.75(\gamma_x)^2} \quad k = 1, 2. \quad (36)$$

$$\xi_x^3 = 0 \quad k = 3.$$

$$W_x^k = \frac{(-1)^{3-k}}{\xi_x^k (\xi_x^1 - \xi_x^2)} \quad k = 1, 2. \quad (37)$$

$$W_0 = 1 - \sum_x \frac{1}{\beta_x - (\gamma_x)^2} \quad k = 3.$$

$$M_j = \sum_x \sum_k W_{x,k} (Z_{x,k} - \bar{Z})^j \quad (38)$$

Os cenários do MEP se definem combinando locações segundo ilustra a Fig. 12, onde cada linha corresponde a um cenário e cada coluna está associada a um parâmetro aleatório.

$L_1^1$	$\mu_2$	$\mu_3$	$\cdot \cdot$	$\mu_n$
$L_1^2$	$\mu_2$	$\mu_3$	$\cdot \cdot$	$\mu_n$
$\mu_1$	$L_2^1$	$\mu_3$	$\cdot \cdot$	$\mu_n$
$\mu_1$	$L_2^2$	$\mu_3$	$\cdot \cdot$	$\mu_n$
$\cdot$	$\cdot$	$\cdot$	$\cdot$	
$\cdot$	$\cdot$	$\cdot$	$\cdot$	
$\mu_1$	$\mu_2$	$\mu_3$	$\cdot \cdot$	$L_n^1$
$\mu_1$	$\mu_2$	$\mu_3$	$\cdot \cdot$	$L_n^2$
$\mu_1$	$\mu_2$	$\mu_3$	$\cdot \cdot$	$\mu_n$

Fig. 12. Cenários do MEP

### 3.2.2 Unscented transformation

De maneira similar ao MEP, a UT define um conjunto de cenários e pesos mediante os quais é possível obter informação de uma função não linear de variáveis aleatórias. No entanto, diferente do MEP, a UT considera a covariância entre os parâmetros aleatórios de entrada. A Fig. 13 expõe de maneira resumida as etapas da UT.

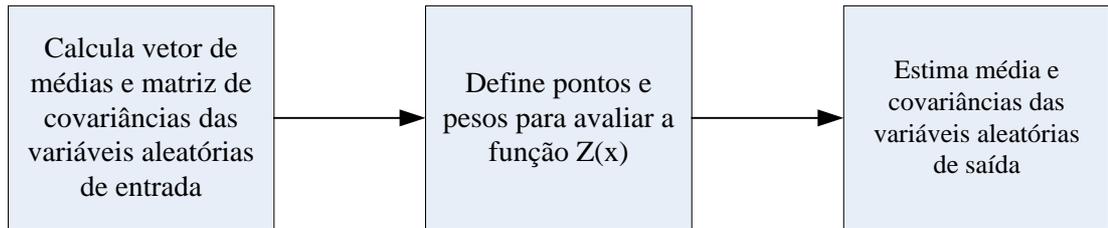


Fig. 13. Esquema simplificado da UT

Considerando  $\bar{x}$  e  $C_{xx}$  como o vetor de valores médios e a matriz de covariâncias dos parâmetros aleatórios de entrada, os cenários representativos e pesos se calculam segundo as equações (39)-(44). Finalmente, a média e covariância das variáveis de  $z(x)$  se calculam através das equações (45) e (46). Note que a equação (42) indica que  $W^0$  é definido pelo usuário do modelo, segundo as características desejadas [76].

$$x^0 = \bar{x} \quad (39)$$

$$x^k = \bar{x} + \sqrt{\left(\frac{n}{1-W^0}\right) C_{xx}} \quad k = 1, 2, \dots, n \quad (40)$$

$$x^k = \bar{x} - \sqrt{\left(\frac{n}{1-W^0}\right) C_{xx}} \quad k = 1, 2, \dots, n \quad (41)$$

$$W^0 = W^0 \quad (42)$$

$$W^k = \frac{1 - W^0}{2n} \quad k = 1, 2, \dots, n \quad (43)$$

$$W^{k+n} = \frac{1 - W^0}{2n} \quad k + n = n + 1, \dots, 2n \quad (44)$$

$$\bar{z} = \sum_{k=0}^{2n} W^k Z^k \quad (45)$$

$$C_{ZZ} = \sum_{k=0}^{2n} (Z^k - \bar{Z}) (Z^k - \bar{Z})^T \quad (46)$$

### 3.3 Minimização de variância de potência ativa em sistemas de distribuição

Nesta seção se apresenta um modelo de otimização aplicável a sistemas de distribuição radiais, cujo objetivo é minimizar a variância da potência ativa na subestação ( $P_{subs}$ ). Sendo assim, a ideia básica do modelo é definir o lugar e a quantidade de painéis fotovoltaicos que devem ser alocados dentro do sistema, de modo a minimizar uma aproximação da variância da  $P_{subs}$ . Note na formulação abaixo que cada cenário corresponde à formulação de um fluxo de potência, e que cada cenário possui valores diferentes de irradiação solar e demanda.

#### 3.3.1 Formulação matemática

As variáveis do modelo se separam em dois tipos, dependentes e independentes do cenário [83]. As variáveis independentes do cenário representam os painéis alocados em cada barra  $PV_b$ , enquanto que as variáveis dependentes do cenário se relacionam ao fluxo de potência, onde  $P_l^s$   $Q_l^s$  correspondem às potências ativa e reativa de final de linha,  $I_l^s$   $V_b^s$  às magnitudes quadradas de corrente em linhas e tensões nodais, e  $tap_l^s$  os *taps* dos transformadores. A Tabela I resume as variáveis do modelo.

Tabela I. Variáveis do modelo estocástico

Variáveis independentes do cenário	$PV_b$	$Vref_t$			
Variáveis dependentes do cenário	$P_l^s$	$Q_l^s$	$I_l^s$	$V_b^s$	$tap_l^s$

As equações (47)-(50) mostram a formulação simplificada do problema, onde a função objetivo (47) representa a variância da  $P_{subs}$ , a equação (48) corresponde às equações de fluxo de potência de cada cenário, a expressão (49) define o nível de penetração a ser alocado, e a equação (50) representa os limites das variáveis do problema. Todas as magnitudes são expressas em p.u.

$$\text{Min } f(x) \quad (47)$$

$$\text{s. t. } G_s(x) = 0 \quad \forall s \in S \quad (48)$$

$$\text{geração alocada} = NP * Pbase \quad (49)$$

$$xmin \leq x \leq xmax \quad (50)$$

### 3.3.2 Função objetivo

Quando os cenários são definidos mediante o MEP, a função objetivo representa uma aproximação da variância da  $P_{subs}$ , definida mediante os pesos e cenários. Desse modo, a variância da  $P_{subs}$  pode ser expressa segundo a equação (47a), sendo  $P_s$  um vetor que contém a variável  $P_{subs}$  de cada cenário, e  $W_s$  os pesos associados.

$$f(x) = \sum_s W_s (P_s)^2 - \left( \sum_s (W_s P_s) \right)^2 \quad (47a)$$

Quando os cenários se definem mediante a UT, a função objetivo representa a somatória das covariâncias entre geração e demanda, segundo expresso na equação (47b), onde  $X_s$  e  $Y_s$  representam a geração fotovoltaica e a demanda nos cenários definidos pela UT. Note que se busca maximizar a correlação positiva entre geradores fotovoltaicos  $i$  e demandas  $j$ , nos cenários  $s$ .

$$f(x) = - \sum_i \sum_j \sum_s W_s (X_{i,s} - \bar{X}_i)(Y_{j,s} - \bar{Y}_j) \quad (47b)$$

### 3.3.3 Restrição no nível de penetração

A equação (49a) garante que uma capacidade de geração definida seja alocada, sendo que o lado esquerdo da igualdade representa a média da geração fotovoltaica total alocada nos cenários, enquanto que o lado direito corresponde ao nível de penetração (NP) desejado.

$$\sum_G A_p * E_p * SI_b * PV_b = NP * P_{base} \quad (49a)$$

O nível de penetração se expressa como uma porcentagem  $NP \in \mathbb{R}^+$  da potência de  $P_{base}$ , sendo  $P_{base}$  a potência na subestação considerando o sistema de distribuição sem geração de sistemas fotovoltaicos e com a demanda máxima.

### 3.3.4 Considerações sobre irradiação solar e demandas

Para definir os parâmetros aleatórios de entrada do MEP ou a UT, se efetuam as seguintes considerações.

- A demanda é aleatória em algumas barras, e determinística em outras. Para definir as barras com demanda aleatória se utilizou o critério de maior variância de acordo

com [84]. Esta simplificação permite reduzir a quantidade de parâmetros aleatórios de entrada.

- Considerando que um sistema de distribuição abrange uma região geográfica pequena, e que se consideram perfis anuais com resolução horária, se utiliza o mesmo perfil anual de irradiação para todas as barras candidatas para alocação de painéis fotovoltaicos.

### 3.4 Minimização da variância do custo de operação em sistemas de transmissão

O modelo apresentado nesta seção busca alocar placas fotovoltaicas dentro de um sistema de transmissão, de modo a minimizar a variância do custo de operação (CO).

A representação do problema é feita sobre a mesma base do modelo apresentado na seção 3.3, ou seja, um modelo de FPOM.

O problema se representa com as variáveis indicadas na Tabela II, onde  $PV_b$  representam as placas fotovoltaicas alocadas em cada barra, enquanto que  $v_b^s$ ,  $\theta_b^s$  correspondem às variáveis de estado do fluxo de potência, e  $P_G^s, Q_G^s$  às potências ativas e reativas despachadas pelos geradores síncronos. As equações (51)-(54) expõem a formulação compacta do problema.

Tabela II. Variáveis do modelo estocástico

Primeira etapa (independentes do cenário)	$PV_b$			
Segunda etapa (dependentes do cenário)	$v_b^s$	$\theta_b^s$	$P_G^s$	$Q_G^s$

$$\text{Min } f(x) \quad (51)$$

$$\text{s. t. } G_s(x) = 0 \quad \forall s \in S \quad (52)$$

$$\text{geração alocada} = NP * P_{base} \quad (53)$$

$$x_{min} \leq x \leq x_{max} \quad (54)$$

#### 3.4.1 Função objetivo

O custo individual de cada gerador depende linearmente da potência fornecida. Por sua vez, o custo de operação de um cenário corresponde à soma dos custos individuais dos geradores segundo mostra a equação (55). Sendo assim, quando se utilizam os cenários

definidos pelo MEP, a função objetivo (51a) corresponde à variância de um vetor CO, onde cada componente corresponde ao custo de operação de um cenário  $s$ .

$$CustoOp = \sum_G a_G * P_G \quad (55)$$

$$f(x) = \sum_s W_s * (CO_s)^2 - \left( \sum_s (W_s * CO_s) \right)^2 \quad (51a)$$

Quando utilizados os cenários da UT, a função objetivo se define segundo a equação (47b), de modo a obter a maior correlação positiva entre geração fotovoltaica e demanda no sistema.

### 3.4.2 Equações de fluxo de potência

A formulação do fluxo de potência das equações (56)-(57) para cada cenário  $s$  corresponde ao modelo de injeção de barra expresso nas variáveis da Tabela II. Ademais,  $Pl_b^s$ ,  $Ql_b^s$  são as demandas de potência de cada cenário, e  $Y_{bn}$ ,  $\theta_{bn}$  a magnitude e ângulo das componentes na matriz admitância.

$$P_G^s + DP_b^s - Pl_b^s = v_b^s \sum_{n=1}^N Y_{bn} v_n^s \cos(\theta_b^s - \theta_n^s - \theta_{bn}) \quad (56)$$

$$Q_G^s + DQ_b^s - Ql_b^s = v_b^s \sum_{n=1}^N Y_{kn} v_n^s \sin(\theta_b^s - \theta_n^s - \theta_{bn}) \quad (57)$$

### 3.4.3 Considerações sobre irradiação solar e demandas

No sistema de transmissão se assume que as barras estão suficientemente distanciadas e, portanto, cada barra candidata têm um perfil de irradiação diferente. As barras de demanda são separadas em aleatórias e determinísticas com o mesmo critério da subseção 3.3.4.

## 3.5 Minimização da capacidade de hospedagem em sistemas de distribuição

Nesta seção se descreve um modelo para maximizar a capacidade de hospedagem de uma rede radial. A ideia básica do modelo é resolver o FPOM considerando três cenários

simultaneamente, com o objetivo de maximizar o montante de geração fotovoltaica que pode ser integrada. As variáveis do modelo se encontram na Tabela I.

Os cenários considerados no modelo se descrevem a seguir.

- Um cenário com alta irradiação solar e baixa demanda para evitar problemas de sobretensões e sobrecorrentes.
- Um cenário com valores médios de irradiação solar e demanda, para otimizar a função objetivo utilizando a irradiação média de cada barra.
- Um cenário de baja irradiação solar e alta demanda para evitar problemas de baixa tensão.

Note que uma vez que a irradiação solar e a demanda são parâmetros aleatórios, os valores escolhidos nos cenários podem afetar a solução. Por exemplo, é possível escolher valores que garantam que não haverá violações nos limites de tensão e corrente, porém limitando o valor da capacidade de hospedagem a valores pequenos (solução conservativa).

Para evitar esse problema, os valores representativos de irradiação solar e demanda se definem em função da informação estatística de séries temporais, por meio das locações do MEP definidas na equação (34). Esta estratégia permite obter uma solução não conservativa do modelo estocástico, a qual permite integrar um elevado montante de geração fotovoltaica sem provocar violações significativas nos limites de corrente e tensão durante a operação (solução não conservativa).

Sendo assim, cada barra tem associada um perfil anual de irradiação solar e demanda (o mesmo perfil de irradiação para todas as barras, porém diferentes perfis de demanda), e se definem valores altos e baixos de irradiação solar e demanda para cada barra, mediante as locações do MEP (35). A Fig. 14 mostra de forma resumida o processo de criação de cenários.

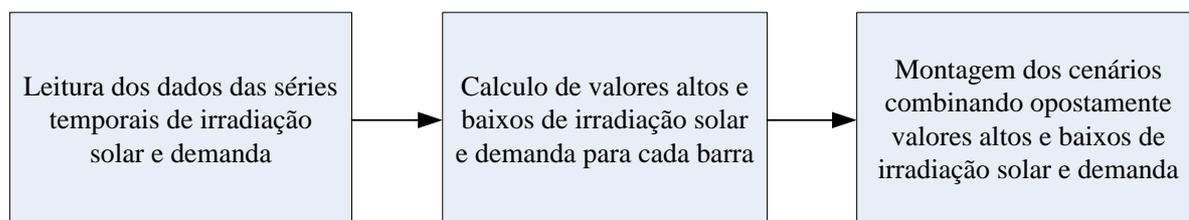


Fig. 14. Cenários para maximização da capacidade de hospedagem

### 3.5.1 Função objetivo

A função objetivo (58) representa a soma das potências ativas injetadas pelos sistemas fotovoltaicos no cenário que considera valores médios de irradiação solar e demanda.

$$f(x) = \sum_b DP_b \quad (58)$$

As restrições do problema correspondem as equações (48) e (50) descritas na seção 3.3.1.

## 3.6 Simulação com séries temporais

Para testar o desempenho dos modelos propostos, se realizam simulações com séries temporais. Cada simulação consiste de três passos, como descrito a seguir.

- Resolver o modelo de alocação
- Incluir os painéis alocados numa rotina de simulação do sistema.
- Simular o sistema com séries temporais de irradiação solar e demanda

A rotina de simulação para sistemas de distribuição é o fluxo de potência, enquanto que para sistemas de transmissão é o fluxo de potência otimizado despachando geradores síncronos para minimizar o custo de operação.

Uma vez efetuadas as simulações, a variância da  $P_{subs}$  e do CO se calculam mediante a equação (59), enquanto que a capacidade de hospedagem se computa mediante a expressão (60).

$$Var(x) = \frac{1}{n} \sum_i (x_i - \bar{x})^2 \quad (59)$$

$$CH = \frac{1}{H} \sum_{h=1}^H \sum_{b=1}^B DP_{h,b} \quad (60)$$

Note que a equação (60) representa a média horária da potência total injetada pelos sistemas fotovoltaicos, onde  $DP_{h,b}$  é a potência ativa de gerador fotovoltaico na barra  $b$  à hora  $h$ . Nas simulações se consideram  $H = 3560$  horas para o cálculo (dados de um ano considerando as horas entre as 8 e as 17hs).

Finalmente, as probabilidades de violação dos limites de tensão ou corrente se calculam mediante a equação (61) [85]. Note que as probabilidades para corrente e tensão se calculam de forma separada.

$$Prob = \frac{\textit{soluções do fluxo de carga que violam algum limite}}{\textit{numero total de soluções do fluxo de carga}} * 100 \quad (61)$$

## 4. Resultados

Nesta seção se explora a alocação otimizada de painéis fotovoltaicas em sistemas de potência. Serão explorados dois objetivos diferentes para efetuar a alocação, e serão apresentados resultados de simulação com sistemas de distribuição e transmissão.

Por um lado, um dos objetivos da alocação é a minimização de variância de potência ativa, frente à aleatoriedade introduzida pela geração renovável e as demandas. No caso do sistema de distribuição, se buscou reduzir a variância da potência ativa na subestação, enquanto que no sistema de transmissão se buscou reduzir a variância do custo de operação (CO) dos geradores síncronos, onde o CO depende das potências ativas despachadas.

Por outra parte, foi explorada a alocação de painéis fotovoltaicos buscando maximizar a capacidade de hospedagem de geração fotovoltaica em sistemas de distribuição.

Por simplicidade, se utilizam os acrônimos OPF-MEP e OPF-UT para identificar as soluções dos modelos estocásticos apresentados no capítulo anterior, que definem os cenários mediante o MEP e a UT, respectivamente.

### 4.1.1 Dados de entrada

Para efetuar as simulações se utilizaram dois sistemas radiais e dois malhados. Por um lado, um alimentador residencial de 14 barras [86], e um alimentador trifásico de 34 barras [87] considerando uma representação balanceada [78]; e por outro, dois sistemas de transmissão de 5 [88] e 30 barras [89].

Nas simulações com os sistemas radiais se utilizaram séries temporais de irradiação solar e demanda num período anual com resolução horária (entre as 8hs e as 17hs). Os dados de irradiação solar foram tomados de [90]. As séries temporais de demanda de potência ativa foram obtidas de [91], e se considerou um fator de potência 0.9 para definir os perfis de potência reativa [92].

As simulações nos sistemas de transmissão consideram séries temporais de irradiação solar e demanda num horizonte de três anos com resolução diária. Em ambos casos, os dados foram obtidos pela média de dados horários. Os valores de irradiação solar e demanda foram tomados de [93] e [94], respectivamente. Nos apêndices A e B se encontram maiores informações sobre os dados de entrada e as simulações.

## 4.2 Alocação para minimização de variância de potência ativa na subestação

Esta seção trata com a alocação de painéis fotovoltaicos num sistema de distribuição visando atenuar a variância de potência ativa na subestação  $P_{subs}$ . A alocação é realizada mediante as metodologias descritas na seção 3.3.

Além disso, foi implementada uma técnica de busca aleatória para alocação de painéis, a qual consiste em simular alocações aleatórias com o mesmo nível de penetração (NP). A busca aleatória não corresponde a um método de otimização, e se inclui com a ideia de contrastar, a igualdade de NP, soluções de alocação otimizadas e não otimizadas.

Para realizar as simulações se utilizou o sistema radial de 34 barras, considerando 5 barras candidatas para alocação de painéis, as quais também possuem demanda aleatória. Isto resulta num total de seis variáveis aleatórias utilizadas para criar os cenários.

Na Tabela III se apresenta os resultados de simulação, onde OPF-MEP e OPF-UT correspondem aos modelos propostos na seção 3.3, e H1, H2 e H3 às três melhores soluções obtidas mediante a técnica de busca aleatória, considerando 1000 alocações diferentes para cada NP.

O valor da variância da  $P_{subs}$  considerando as demandas aleatórias e o sistema operando sem geração fotovoltaica é chamado de variância base, cujo valor é 0,0052.

Tabela III. Variância da potência ativa na subestação  $[MW]^2$

Método	Nível de Penetração (NP)			
	0,1	0,2	0,3	0,4
OPF-UT	0,0308	0,0937	0,1872	0,3052
OPF-MEP	0,0310	0,0941	0,1898	0,301
H1	0,0313	0,0963	0,1921	0,3116
H2	0,0316	0,0959	0,1923	0,3153
H3	0,0317	0,0969	0,1923	0,3148

Os resultados mostram que a integração de geração fotovoltaica aumenta a variância da  $P_{subs}$  em relação ao valor base. Isto é esperado devido a que se integra maior aleatoriedade nos parâmetros do sistema. No entanto, ao utilizar o OPF-UT que modela a correlação dos parâmetros aleatórios de entrada, esperava-se que o aumento na variância da  $P_{subs}$  fosse menor em relação ao OPF-MEP que assume independência.

No entanto, nenhuma metodologia mostra uma redução significativa da variância da  $P_{subs}$ . Quando comparadas as soluções OPF-MEP e OPF-UT com as da busca aleatória, as diferenças em termos de redução de variância foram menores que 3,6%.

Ademais, ao simular 1000 alocações aleatórias para cada NP, se observou que a variância da  $P_{subs}$  depende fortemente do nível de penetração, e que a igualdade de NP, a distribuição de placas não mostrou ter influência significativa na variância da  $P_{subs}$ . A máxima diferença entre as variâncias máxima e mínima, observadas dentre todas as simulações realizadas, foi de 4,2%.

Na Tabela IV se apresentam as alocações associadas às variâncias da Tabela III, para NP = 0.4. Note que apesar da grande diferença na distribuição das placas, a variância da  $P_{subs}$  não muda significativamente.

Tabela IV. Painéis alocados com cada método considerando NP = 0,4

Barras candidatas	Alocações				
	OPF-UT	OPF- MEP	H1	H2	H3
11	706	833	1312	1240	2319
22	2059	1966	1861	1799	1733
23	2066	2082	1940	1856	1541
25	1953	2002	1858	1953	1634
28	2010	1947	1864	1988	1594

Além disso, nas Fig. 15 e 16 se apresentam de modo ilustrativo os histogramas da  $P_{subs}$  obtidos das simulações alocando placas com o método OPF-UT e a busca aleatória (solução H1), considerando NP = 0,4. Destaca-se que apesar de que a distribuição de painéis ser diferente com ambos métodos, os histogramas de frequências apresentam uma forma similar.

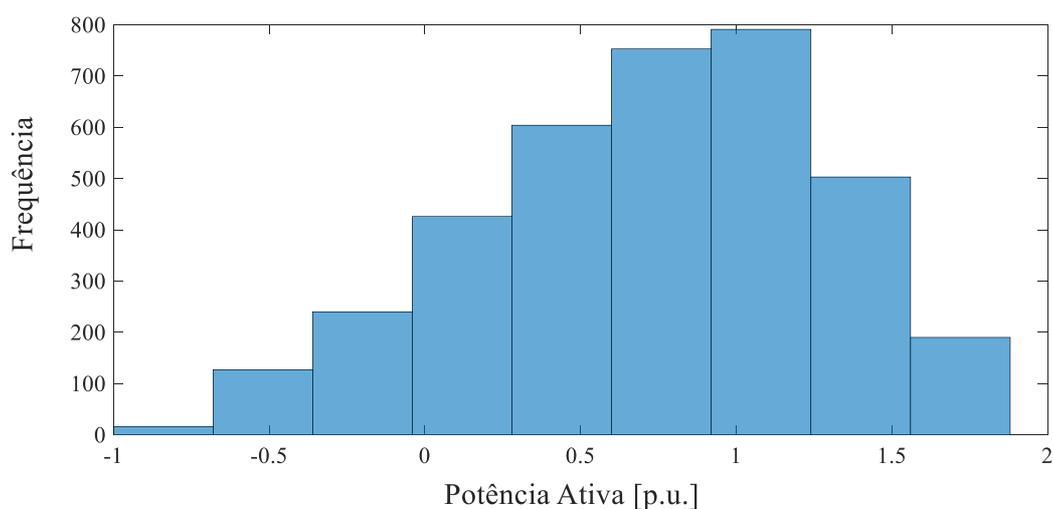


Fig. 15. Histograma da potência ativa na subestação (OPF-UT)

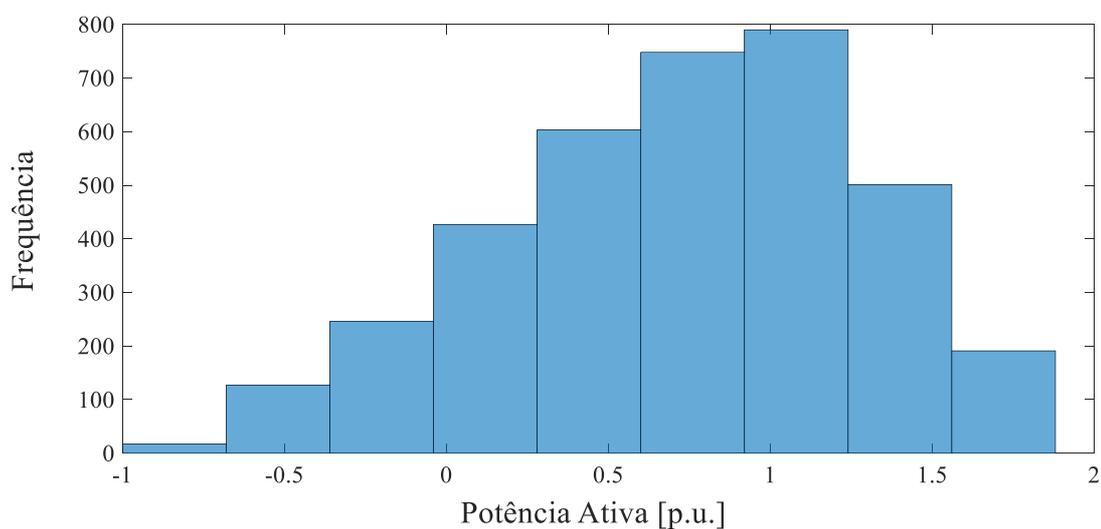


Fig. 16. Histograma da potência ativa na subestação (busca aleatória)

### 4.3 Alocação para minimização de variância do custo de operação

Nesta seção se explora a alocação de painéis fotovoltaicos mediante as metodologias propostas na seção 3.4, cujo objetivo é minimizar a variância do custo de operação (CO).

Além disso, os resultados da alocação para minimização de variância serão contrastados com a alocação para minimização da média do CO, de modo a observar se a distribuição de placas dentro do sistema tem impacto significativo na variância do CO. Destaca-se que tanto a alocação para minimizar a média do CO quanto a alocação para minimizar a variância do CO serão efetuadas através de dois métodos (OPF-PEM e OPF-UT).

As simulações se realizaram utilizando séries temporais com resolução diária. Neste caso de estudo, foram consideradas três barras candidatas para alocação de painéis, onde cada barra candidata possui séries temporais de irradiação solar diferentes. Isto se assume considerando que num sistema de transmissão as barras estão afastadas o suficiente como para considerar regiões com irradiação solar diferente. Além disso, cada barra candidata possui um perfil de demanda distinto.

Os resultados de simulação apresentados nas Tabelas V, VI correspondem ao sistema de 5 barras, e os das Tabelas VII, VIII ao sistema de 30 barras.

Quando comparados os resultados alocando painéis com objetivos diferentes (minimização da média ou da variância do CO), se observa nas Tabelas V e VI que no sistema de 5 barras a alocação para minimização de variância do CO apresenta reduções em torno de 90% na maioria dos NP, quando comparadas com a alocação para minimizar a média do CO. No entanto, no sistema de 30 barras a diferença em termos de variância do CO quando considerados objetivos diferentes foi da ordem de 3%.

Desse modo, se observa que a variância do CO pode ser sensível à distribuição de painéis dentro do sistema, dependendo do sistema. Nestes casos de estudo se observou que o CO no sistema de 5 barras se mostra mais sensível à injeção de potência em algumas barras que em outras, enquanto que no sistema de 30 barras o CO se mostra igualmente sensível à injeção nas barras.

Na Tabela IX se mostram as placas alocadas no sistema de 5 barras, considerando NP = 0,4. Sendo assim, nesse sistema se observa que a alocação para minimização de variância tende a distribuir as placas entre as barras candidatas, enquanto que na alocação para minimização de custo a tendência é concentrar as placas nas barras que tem maior impacto no CO. No sistema de 30 barras se observou que todas as alocações tendem a ser distribuídas entre as barras, segundo se mostra na tabela X.

Tabela V. Alocação para minimizar a média do CO no sistema de 5 barras

Método/Medida	Nível de Penetração				
	0,1	0,2	0,3	0,4	
OPF-MEP	varCO [\$/MW] <sup>2</sup>	3851	14938	32448	43555
	medCO [\$/MW]	807	670	535	424
OPF-UT	varCO [\$/MW] <sup>2</sup>	3834	14921	32485	43520
	medCO [\$/MW]	807	6670	535	424

Tabela VI. Alocação para minimizar a variância do CO no sistema de 5 barras

Método/Medida		Nível de Penetração			
		0,1	0,2	0,3	0,4
OPF-MEP	varCO [\$/MW] <sup>2</sup>	1857	7327,52	16678	39976
	medCO [\$/MW]	847	747	645	460
OPF-UT	varCO [\$/MW] <sup>2</sup>	1867	7231	15927	27686
	medCO [\$/MW]	846	748	651	556

Tabela VII. Alocação para minimizar a média do CO no sistema de 30 barras

Método/Medida		Nível de Penetração			
		0,1	0,2	0,3	0,4
OPF-MEP	varCO [\$/MW] <sup>2</sup>	73105	280732	610020	1047587
	medCO [\$/MW]	5324	4708	4105	3521
OPF-UT	varCO [\$/MW] <sup>2</sup>	72995	280824	610003	1047400
	medCO [\$/MW]	5319	4698	4110	3511

Tabela VIII. Alocação para minimizar a variância do CO no sistema de 30 barras

Método/Medida		Nível de Penetração			
		0,1	0,2	0,3	0,4
OPF-MEP	varCO [\$/MW] <sup>2</sup>	72016	2767010	601540	1038362
	medCO [\$/MW]	5323	4705	4105	3513
OPF-UT	varCO [\$/MW] <sup>2</sup>	71966	276683	601560	1038290
	medCO [\$/MW]	5324	4708	4109	3510

Por outra parte, quando comparada a alocação de painéis com o objetivo de minimizar a variância do CO através de metodologias diferentes (OPF-PEM e OPF-UT), no sistema de 5 barras se observa que OPF-UT melhora a variância do CO em relação ao OPF-MEP com NP = 0,3 e NP = 0,4. Já no sistema de 30 barras não se observaram diferenças notáveis entre as soluções do OPF-PEM e OPF-UT para nenhum NP.

Sendo assim, acredita-se que a redução de variância do CO que prove o OPF-UT em relação ao OPF-PEM se deve a uma melhor solução encontrada pelo método de solução do problema, e não por causa da correlação entre geração e demanda, dado que os coeficientes de

correlação novamente são muito similares entre si. No apêndice B se encontra a matriz de correlação dos dados.

Por outro lado, é importante destacar que embora a redução de variância do CO no sistema de 5 barras se mostra atrativa do ponto de vista de menor risco, também provoca um aumento na média do CO.

Tabela IX. Painéis alocados no sistema de 5 barras com NP = 0,4

Barras candidatas	Painéis alocados			
	OPF-PEM		OPF-UT	
	Min custo	Min variância	Min custo	Min variância
2	665871	566113	592587	435532
3	696560	600164	742856	385832
4	0	144445	0	448999

Tabela X. Painéis alocados no sistema de 30 barras com NP = 0,4

Barras candidatas	Painéis alocados			
	OPF-PEM		OPF-UT	
	Min custo	Min variância	Min custo	Min variância
5	377992	377145	378690	373070
7	360927	374127	340798	363135
8	369003	366861	388963	375755

Finalmente, nas Fig. 17 e 18 se apresentam os histogramas do CO associados as soluções do OPT-UT da Tabela IX. Note que a alocação de placas segundo dois objetivos diferentes tem grande impacto na forma do histograma.

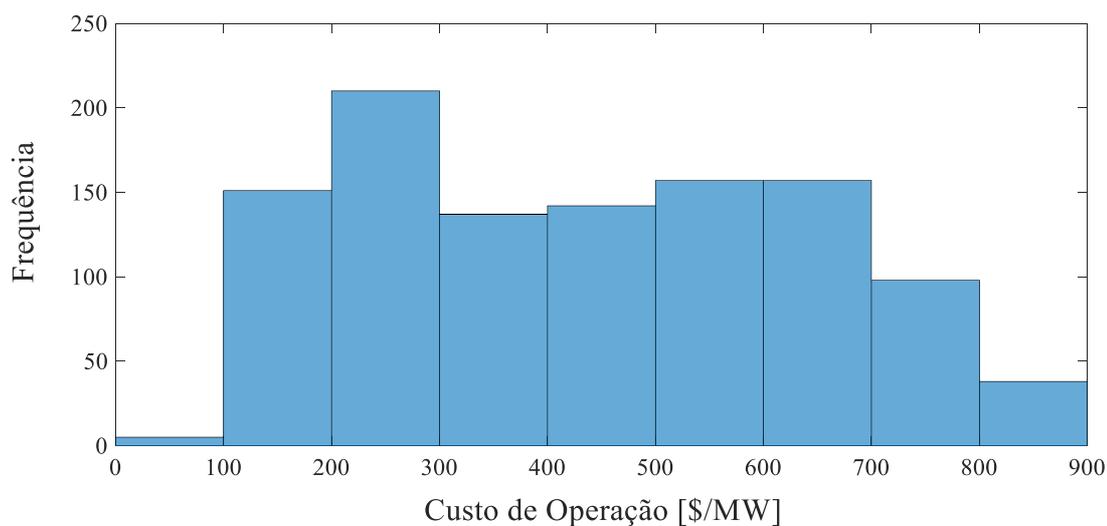


Fig. 17. Histograma do CO alocando placas para minimizar a média do CO

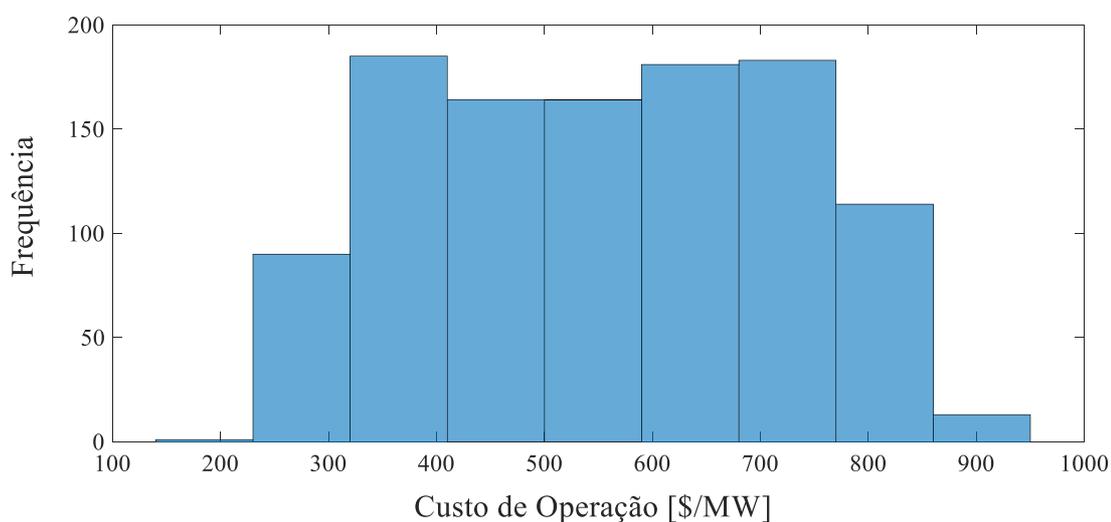


Fig. 18. Histograma do CO alocando placas para minimizar a variância do CO

#### 4.4 Alocação para maximização da capacidade de hospedagem

Esta seção trata com a alocação de placas fotovoltaicas para maximizar a capacidade de hospedagem (CH) de sistemas radiais, segundo descrito na seção 3.5.

A metodologia proposta será comparada com um método de uso comum na literatura, o qual foi inicialmente proposto em [95], e logo amplamente utilizado em vários outros trabalhos [38], [96], [97].

Para cada método serão calculadas duas soluções. Uma solução conservativa (SC), que maximiza a capacidade de hospedagem garantindo que não ocorrerão violações dos limites de

tensões durante a operação, e uma solução não conservativa (SNC) que provê uma maior capacidade de hospedagem, porém ao custo de pequenas violações de tensão durante a operação.

Para efetuar as simulações se utilizaram dois sistemas radiais de 14 e 34 barras. No sistema de 14 barras foram consideradas 10 barras como candidatas para alocação de painéis fotovoltaicos, enquanto que no sistema de 34 barras se consideraram 28 barras candidatas. Cada barra tem associados perfis de demanda diferentes, e um único perfil de irradiação (dada a pequena extensão geográfica e a escala horária dos perfis). A tensão da subestação se considera constante em 1.05 *p. u.* em ambos sistemas.

Para computar a SC no modelo proposto se utilizam os máximos e mínimos valores históricos de demanda e geração de cada barra, combinando valores máximos e mínimos segundo descrito na seção 3.5. A SNC se obtém substituindo os valores máximos e mínimos pelas locações (acima e abaixo da média) do método de estimação de ponto (MEP).

Na metodologia utilizada para comparação, as soluções SC e SNC foram obtidas tomando a solução de maior capacidade de hospedagem que mantém as tensões dentro de uma faixa especificada. Para fins de comparação, esses limites são definidos como as tensões mínima e máxima que se observaram durante a operação utilizando o outro método.

Nas tabelas XI e XII se apresentam os resultados de simulação, onde os acrônimos M1 e M2 correspondem à metodologia proposta e ao método utilizado para comparação, respectivamente. Além disso, CH corresponde à média horária da potência total injetada pelos sistemas fotovoltaicos (60) e a terceira coluna são as tensões mínimas e máximas observadas no sistema durante a simulação. A probabilidade de violar os limites de tensão (61), corresponde a relação entre soluções de fluxo de potência que apresentam violações dos limites, e o número total de soluções computadas.

Sendo assim, no sistema de 14 barras as SC de ambos métodos asseguram que não ocorreram violações de limites de tensão. No entanto, M1 integra 24% mais geração fotovoltaica (em média) que M2. Além disso, considerando a SNC ao mesmo nível de violação de limites de tensão, M1 integra uma capacidade de geração 21% maior em média.

No sistema de 34 barras a SC do M1 integra 17% mais geração que M2, enquanto que a SNC de M1 integra um montante de geração 25% maior que M2.

Tabela XI. Capacidade de hospedagem do sistema de 14 barras

Método		CH média (kW)	Tensão mínima e máxima (p.u.)	Probabilidade de violar Limites de tensão (%)
CS	M1	37,34	0,953–1,0490	0
	M2	29,88	0,953–1,0490	0
NCS	M1	45,48	0,948–1,0512	2,83
	M2	37,51	0,949–1,0509	2,52

Tabela XII. Capacidade de hospedagem do sistema de 34 barras

Método		CH média (MW)	Tensão mínima e máxima (p.u.)	Probabilidade de violar Limites de tensão (%)
CS	M1	0,642	0,960-1,0499	0
	M2	0,548	0,955-1,0498	0
NCS	M1	0,787	0,941-1,0500	3,64
	M2	0,630	0,942-1,0500	2,98

Por outra parte, nas Fig. 19 a 22 se apresentam os histogramas da tensão das barras que apresentaram a menor e maior tensão durante a simulação com cada sistema, quando utilizada a SNC do método M1. Desse modo, se observa que as violações dos limites de tensões são pequenas em magnitude, e apresentam baixa probabilidade de ocorrência.

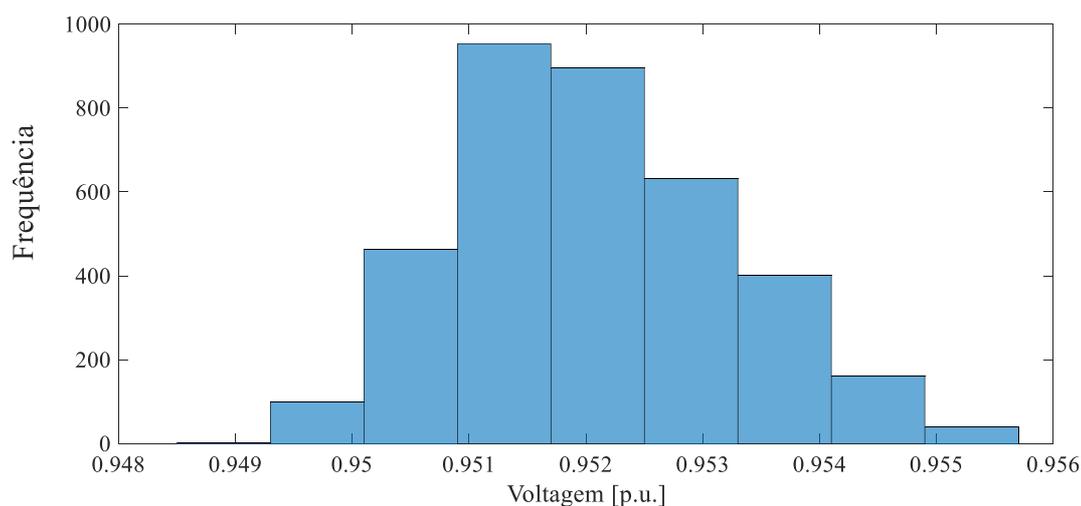


Fig. 19. Histograma da tensão com menor magnitude dentro do sistema de 14 barras

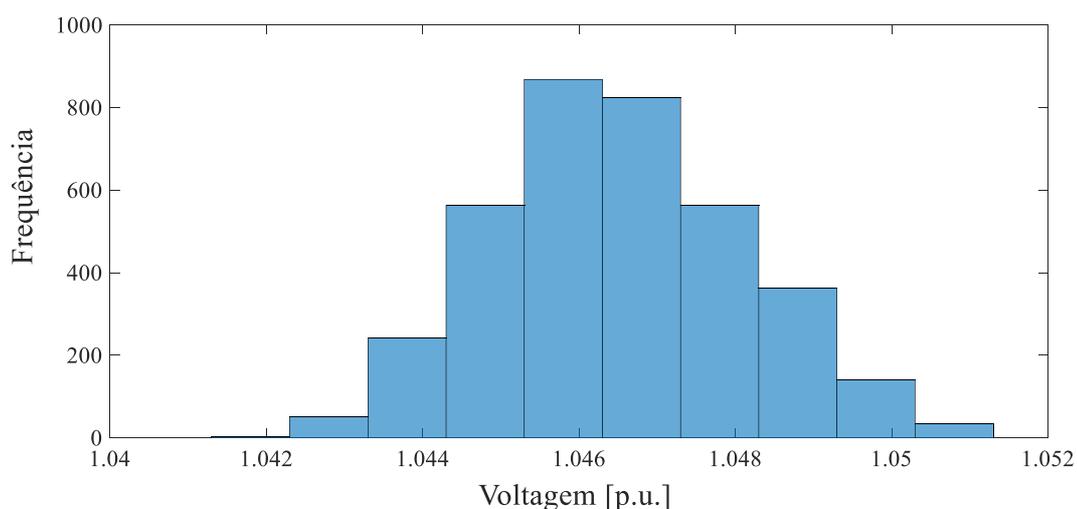


Fig. 20. Histograma da tensão com maior magnitude dentro do sistema de 14 barras

No sistema de 14 barras, as magnitudes máximas e mínimas de tensão observadas durante a simulação foram  $0,9488 p.u.$  e  $1,0512 p.u.$ , respectivamente. Logo, para essas barras, as probabilidades de  $v < 0,95 p.u.$  e  $v > 1,05 p.u.$  são de 1,87% e 1,5% respectivamente. As demais barras do sistema apresentam probabilidades de  $v < 0,95 p.u.$  e  $v > 1,05 p.u.$  menores.

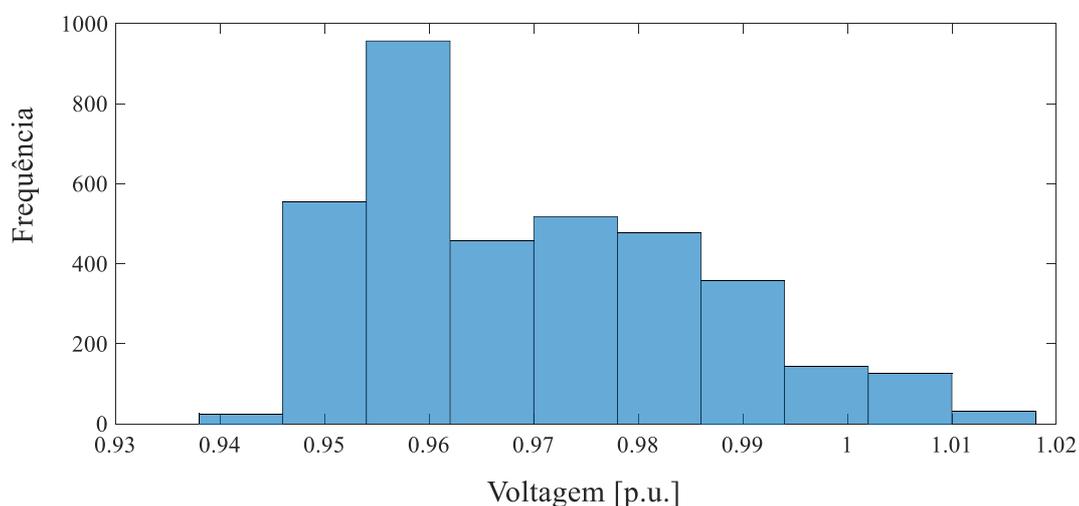


Fig. 21. Histograma da tensão com menor magnitude dentro do sistema de 34 barras

Quando considerado o sistema de 34 barras, as magnitudes de tensão máximas e mínimas observadas durante a simulação foram de  $0,9412 p.u.$  e  $1,0500 p.u.$ , respectivamente. As probabilidades de  $v < 0,95 p.u.$  e  $v > 1,05 p.u.$  para essas barras foram de 3,64% e 0%.

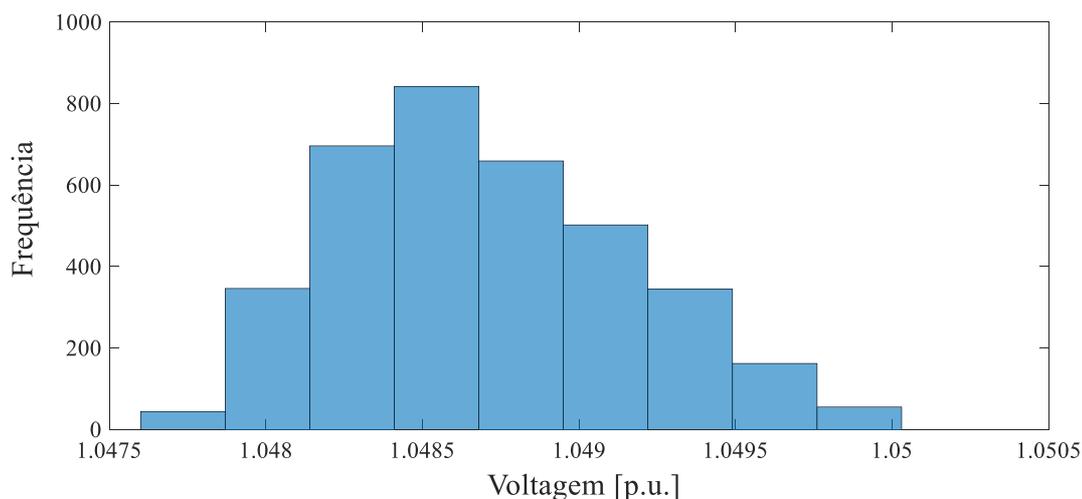


Fig. 22. Histograma da barra com maior tensão dentro do sistema de 34 barras

Finalmente, é importante destacar que a metodologia proposta requer um esforço computacional muito menor em relação ao método utilizado para comparação.

## 4.5 Resumo de resultados e considerações finais

Em relação à alocação de painéis para minimização de variância da potência ativa na subestação  $P_{subs}$ , se observou que a variância de  $P_{subs}$  depende fortemente do nível de penetração de geração fotovoltaica integrado, porém se mostra pouco sensível à distribuição de painéis dentro do sistema. Nesse sentido, se observou também que os coeficientes de correlação entre as séries temporais de geração solar e demanda são similares (ver matriz de correlação no apêndice B), ainda considerando dados de lugares diferentes. Sendo assim, acredita-se que o principal motivo para a insensibilidade da variância da  $P_{subs}$  frente a distribuição de painéis dentro do sistema é a similaridade entre os coeficientes de correlação entre geração e demanda.

Por outro lado, em relação às simulações com os sistemas de transmissão, se observou que a alocação de painéis pode contribuir com a redução de variância do custo de operação (CO), dependendo das características do sistema. Nesse contexto, nos casos de estudo se observou que se o CO apresenta maior sensibilidade à injeção de potência em algumas barras que em outras, a alocação de placas nas barras com menor impacto no CO pode ajudar a reduzir a variância do CO.

Em relação à alocação de painéis para maximizar a capacidade de hospedagem nos sistemas de distribuição, o modelo proposto se mostra efetivo em termos de prover soluções que permitem a integração de um montante elevado de geração sem violar os limites operativos.

### **4.5.1 Considerações finais**

Por outra parte, além da maximização de covariância entre geração e demanda, a variância de potência ativa pode ser reduzida minimizando a correlação entre fontes. No entanto, a alocação de placas visando a minimização de covariância entre fontes não foi abordada neste trabalho.

Além disso, com a visão de aplicar o modelo em sistemas de grande porte e com muitos parâmetros aleatórios, e dado o aumento na complexidade do modelo ante tal situação, uma opção a considerar é simplificar as equações de fluxo de potência, de modo a obter um problema de otimização mais tratável. Em relação a isso, é importante destacar que a simplificação pode afetar a precisão na representação do problema de fluxo de potência.

## 5. Conclusões

O crescimento da demanda nos sistemas elétricos de potência motiva o uso cada vez maior de fontes de geração distribuída renovável, como uma opção para atender a demanda localmente e através de energias com baixo impacto ambiental. No entanto, apesar dos inúmeros benefícios, a integração de geração distribuída leva a enfrentar desafios técnicos e econômicos.

Apesar que a operação dos sistemas é sujeita a aleatoriedade devido ao comportamento das demandas, a entrada de montantes elevados de geração renovável aumenta significativamente a aleatoriedade na operação, criando a necessidade de desenvolver ferramentas para estudar o efeito da aleatoriedade nos sistemas.

Nesse sentido, este trabalho apresentou modelos de alocação de painéis fotovoltaicos que podem dar suporte na etapa de planejamento de sistemas que integram geração fotovoltaica. Os modelos permitem explorar o risco econômico que pode enfrentar o operador do sistema frente à aleatoriedade, e também estimar a máxima redução de demanda que pode ser alcançada sem ocasionar problemas técnicos.

Em relação à alocação para minimização de variância, foi explorado o efeito da aleatoriedade em duas escalas de tempo, horária e diária. No estudo considerando dados horários de irradiação e demanda se buscou atenuar a variância da potência ativa na subestação de um sistema de distribuição, enquanto que no estudo considerando dados diários se procurou reduzir a variância do custo de operação de sistemas de transmissão.

Considerando escala horária, a alocação otimizada não apresentou reduções significativas de variância de potência ativa na subestação. Com relação a isso, se observou similaridade entre os coeficientes de correlação ao combinar diferentes perfis de irradiação de demanda, o que torna a variância de potência ativa pouco sensível frente a alocação de painéis dentro do sistema. No entanto, a metodologia proposta considera a informação contida na correlação entre parâmetros aleatórios, podendo prover resultados melhores se os coeficientes de correlação entre parâmetros aleatórios apresentassem diferenças mais notáveis entre eles.

No estudo considerando variações diárias de irradiação solar e demanda se observou novamente uma similaridade entre os coeficientes de correlação. No entanto, a alocação otimizada de painéis apresentou reduções de variância do custo de operação, mostrando que apesar da similaridade entre os coeficientes de correlação, é possível reduzir a variância do CO.

Por outra parte, em relação ao modelo proposto para alocação de painéis buscando maximizar a capacidade de hospedagem de um sistema de distribuição, este fornece soluções com altos níveis de penetração de geração solar, mantendo baixa a probabilidade de violar os limites de tensão. Além disso, se desejado, a metodologia também permite estimar a máxima capacidade que pode ser integrada sem que ocorram violações dos limites de tensão.

Em comparação às metodologias que se encontram na literatura, o modelo utiliza poucos cenários e fornece soluções que integram maiores montantes de geração que uma heurística de uso comum. Em termos de benefícios para o sistema, a integração de um montante maior de geração fotovoltaica permite atender a demanda através do uso eficiente de energias não poluentes, e também pode contribuir no sentido de adiar novos investimentos em grandes centros de geração.

### **5.1.1 Trabalhos futuros**

No que se refere a trabalhos futuros, se observa que o modelo proposto aumenta a complexidade conforme aumenta o tamanho do sistema e os parâmetros aleatórios. Desse modo, uma opção viável pode ser simplificar as equações de fluxo de potência através de uma representação linear, ou uma relaxação convexa. Nesse sentido o modelo de fluxo de potência utilizado na formulação pode apresentar flexibilidade para tais simplificações.

Além disso, neste trabalho não se abordou a alocação de placas buscando minimizar a covariância entre fontes de geração. Nesse sentido, uma proposta futura é explorar o problema de alocação formulando uma função objetivo para tal fim, ou se possível, combinar a minimização de covariância entre fontes, e a maximização de covariância entre geração e demanda, num mesmo objetivo.

Finalmente, nas simulações com os sistemas de transmissão se observou que uma redução de variância do custo de operação pode provocar um aumento na média do custo de operação. Nesse contexto, outro trabalho futuro pode ser abordar o problema desde uma perspectiva multiobjetivo, de modo tomar decisões de compromisso entre redução de média e de variância.

## Contribuições relacionadas ao trabalho:

ALVEZ, C. A.; SARMIENTO, J. E., ZAMBRONI DE SOUZA, A. C., LEME, R. C., RIBEIRO, P. F., FIORESE, A. Energy Management of Microgrids Including Frequency and Voltage Restoration. Trabalho apresentado na sessão ‘Best Conference Papers on Distribution Systems, Microgrids, and Renewables’ do *2018 IEEE PES general meeting*, Portland, 5-10 Ago. 2018.

ALVEZ, C. A.; SARMIENTO, J. E.; ZAMBRONI DE SOUZA, A. C.; LEME. Optimal Investment and Operation of Distributed Energy Resources in Microgrids with Renewable Generation. In: *12<sup>th</sup> Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission*. Trabalho apresentado em sessão oral, Mar del Plata, 2-15 Nov. 2017.

ALVEZ, C. A., SARMIENTO, J. E., DE NADAI NASCIMENTO, B., ZAMBRONI DE SOUZA, A. C., LEME, R. C. Optimal Setting of Voltage Regulators in Distribution Systems with Photovoltaic Generation. (Resumo aceito e versão final submetida no IEEE PES PSCC2020. Trabalhos aceitos se publicam em periódico quali A).

ALVEZ, C. A., SARMIENTO, J. E., MONTEIRO, J. R. ‘Eletrônica de Potência para Geração Renovável Distribuída, Armazenamento de Energia e Inércia Virtual’. Capítulo 3 do livro *Integração de Renováveis e Redes Elétricas Inteligentes*. Previsão de publicação em fevereiro de 2020.

## Demais contribuições do candidato:

SARMIENTO, J. E., ALVEZ, C. A., DE NADAI NASCIMENTO, B., ZAMBRONI DE SOUZA, A. C., CARRENO, E. M., RIBEIRO, P.F. A Complex-Valued Three-Phase Load Flow for Radial Networks: High-Performance and Low-Voltage Solution Capability, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol 34, no.4, p.p. 3241-3249, Jul. 2019.

SARMIENTO, J. E., ALVEZ, C. A., DE NADAI NASCIMENTO, B., DA SILVA NETO, J. A., ZAMBRONI DE SOUZA, A. C., LOPES, B. I. L., RIBEIRO, P. F. Finding Unstable Operating Points Via One-Dimensional Manifolds. In: *2019 IEEE PES PowerTech*, Milan, 23-25 Jun. 2019.

DE NADAI NASCIMENTO, B., DA SILVA NETO, J. A., SARMIENTO, J. E., ALVEZ, C. A., ZAMBRONI DE SOUZA, A. C., DE CARVALHO COSTA, J. G. A Comparative Study Between Axis Rotation and Levenberg-Marquardt Methods to Improve Convergence in Microgrids Load Flow. In: *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technology Latin America*, Gramado, 15-18 Sept. 2019.

DE NADAI NASCIMENTO, B., ZAMBRONI DE SOUZA, A. C., MARUJO, D., SARMIENTO, J. E., ALVEZ, C. A., PORTELINHA JÚNIOR, F. M., DE CARVALHO COSTA, J. G. Novel Centralized Secondary Control for Islanded Microgrids. (Aceito com revisões no *IET Renewable Power Generation*).

## Referências

- [1] Y. M. Atwa, E. F. El-saadany, M. M. A. Salama, and R. Seethapathy, “Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization,” *IEEE Trans. Power Syst.*, no. December 2013, 2010.
- [2] K. Moslehi and R. Kumar, “A Reliability Perspective of the Smart Grid,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 1, pp. 57–64, 2010.
- [3] A. Ioannou, A. Angus, and F. Brennan, “Risk-based methods for sustainable energy system planning : A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 74, no. March, pp. 602–615, 2017.
- [4] A. Street, L. A. Barroso, B. Flach, M. V. Pereira, and S. Granville, “Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Sources in Hydrothermal Electricity Markets,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1136–1144, 2009.
- [5] S. Sarkar and V. Ajjarapu, “MW Resource Assessment Model for a Hybrid Energy Conversion System With Wind and,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 2, no. 4, pp. 383–391, 2011.
- [6] N. P. Kumar, C. Shekar, and R. Atla, “Optimal mix of wind-solar PV hybrid power plant with minimum variability,” in *IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*, 2016.
- [7] A. Tadesse, A. Kankiewicz, A. Kubiniac, R. Perez, J. Dise, and T. Hoff, “Advances in long-term solar energy prediction and project risk assessment methodology,” in *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, 2017, pp. 1–6.
- [8] R. A. R. Colón and E. O. Neill-carrillo, “Optimal Use of Distributed Resources to Control Energy Variances in Microgrids,” in *IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC)*, 2018, pp. 1471–1476.
- [9] R. S. Ferreira, L. A. Barroso, M. M. Carvalho, and M. V. F. Pereira, “A Mean-Variance Optimization Approach to the Development of Portfolios of Renewable Generation in Transmission-Constrained Systems,” in *Power Systems Computation Conference*, 2014, pp. 1–7.
- [10] Y. Zhang, A. Melin, M. Olama, S. Djouadi, J. Dong, and K. Tomsovic, “Battery Energy Storage Scheduling for Optimal Load Variance Minimization,” in *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2018, pp. 1–5.
- [11] B. Stott, J. Jardim, and O. Alsac, “DC Power Flow Revisited,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1290–1300, 2009.
- [12] A. Arefi, A. Abeygunawardana, and G. Ledwich, “A New Risk-Managed Planning of Electric Distribution Network Incorporating Customer Engagement and Temporary Solutions,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 4, pp. 1646–1661, 2016.
- [13] Y. Zheng, Z. Y. Dong, F. J. Luo, K. Meng, J. Qiu, and K. P. Wong, “Optimal Allocation of Energy Storage System for Risk Mitigation of DISCOs With High Renewable Penetrations,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 212–220, 2014.

- [14] M. Moradijoz, M. P. Moghaddam, and M.-R. Haghifam, "A Flexible distribution System Expansion Planning Model : A Dynamic Bi-Level Approach," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, no. 6, pp. 5867–5877, 2018.
- [15] Y. Z. Li and Q. H. Wu, "Downside Risk Constrained Probabilistic Optimal Power Flow With Wind Power Integrated," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 2, pp. 2015–2016, 2016.
- [16] A. Schellenberg, W. Rosehart, and J. Aguado, "Cumulant Based Stochastic Optimal Power Flow ( S-OPF ) for Variance Optimization," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005, no. 1, pp. 1–6.
- [17] D. Bienstock and A. Shukla, "Variance-Aware Optimal Power Flow," in *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2018.
- [18] S. W. Alnaser and L. F. Ochoa, "Advanced Network Management Systems: A Risk-Based AC OPF Approach," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 1, pp. 409–418, 2015.
- [19] R. Khodabakhsh and S. Sirouspour, "Optimal Control of Energy Storage in a Microgrid by Minimizing Conditional Value-at-Risk," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 3, pp. 1264–1273, 2016.
- [20] L. Jian, H. Xue, G. Xu, X. Zhu, D. Zhao, and Z. Y. Shao, "Regulated Charging of Plug-in Hybrid Electric Vehicles for Minimizing Load Variance in Household Smart Microgrid," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 8, pp. 3218–3226, 2013.
- [21] S. M. Ismael, S. H. E. Abdel, A. Y. Abdelaziz, and A. F. Zobaa, "State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation," *Renew. Energy*, vol. 130, pp. 1002–1020, 2019.
- [22] H. Al-saadi, R. Zivanovic, and S. F. Al-sarawi, "Probabilistic Hosting Capacity for Active Distribution Networks," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 13, no. 5, pp. 2519–2532, 2017.
- [23] X. Xu, J. Li, Z. Xu, J. Zhao, and C. S. Lai, "Enhancing photovoltaic hosting capacity — A stochastic approach to optimal planning of static var compensator devices in distribution networks," *Appl. Energy*, vol. 238, pp. 952–962, 2019.
- [24] X. Xu and Z. Xu, "Optimal SVC Placement for Maximizing Photovoltaic Hosting Capacity in Distribution Network," in *IFAC-PapersOnLine*, 2018, vol. 51, pp. 356–361.
- [25] S. Lakshmi and S. Ganguly, "Modelling and allocation planning of voltage- sourced converters to improve the rooftop PV hosting capacity and energy efficiency of distribution networks," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 20, pp. 4462–4471, 2018.
- [26] S. Lakshmi and S. Ganguly, "Simultaneous optimisation of photovoltaic hosting capacity and energy loss of radial distribution networks with open unified power quality conditioner allocation," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 12, no. 12, pp. 1382–1389, 2018.
- [27] S. Ikeda and H. Ohmori, "Evaluation for Maximum Hosting Capacity of Distributed Generation considering Active Network Management," *Int. J. Electr. Electron. Eng. Telecommun.*, vol. 7, no. 3, pp. 96–102, 2018.
- [28] L. F. Ochoa, C. J. Dent, and G. P. Harrison, "Distribution network capacity assessment: Variable DG and active networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 87–95,

- 2010.
- [29] F. Capitanescu, L. F. Ochoa, H. Margossian, and N. D. Hatziargyriou, “Assessing the Potential of Network Reconfiguration to Improve Distributed Generation Hosting Capacity in Active Distribution Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 1, pp. 346–356, 2015.
  - [30] Y. Takenobu, N. Yasuda, S. Minato, and Y. Hayashi, “Scalable enumeration approach for maximizing hosting capacity of distributed generation,” *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 105, no. March 2018, pp. 867–876, 2019.
  - [31] M. Džamarija and A. Keane, “Autonomous Curtailment Control in Distributed Generation Planning,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 3, pp. 1337–1345, 2016.
  - [32] L. Kane and G. Ault, “A review and analysis of renewable energy curtailment schemes and Principles of Access: Transitioning towards business as usual,” *Energy Policy*, vol. 72, no. 2014, pp. 67–77, 2014.
  - [33] A. Scheidler, L. Thurner, and M. Braun, “Heuristic optimisation for automated distribution system planning in network integration studies,” vol. 12, no. 5, pp. 530–538, 2018.
  - [34] S. Huang, J. R. Pillai, M. Liserre, and B. Bak-jensen, “Improving Photovoltaic and Electric Vehicle Penetration in Distribution Grids with Smart Transformer,” in *IEEE PES ISGT Europe 2013*, 2013, pp. 1–5.
  - [35] P. H. Divshali and L. Söder, “Improvement of RES Hosting Capacity Using a Central Energy Storage System,” in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, 2017, pp. 1–6.
  - [36] L. H. Macedo, J. F. Franco, R. Romero, M. A. Ortega-Vazquez, and M. J. Rider, “Increasing the Hosting Capacity for Renewable Energy in Distribution Networks,” in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT)*, 2017, pp. 1–5.
  - [37] M. Seydali, S. Abad, and J. Ma, “Probabilistic Assessment of Hosting Capacity in Radial Distribution Systems,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 1935–1947, 2018.
  - [38] N. Baldenko and S. Behzadirafi, “Determination of photovoltaic hosting capacity on radial electric distribution feeders,” *2016 IEEE Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON 2016*, 2016.
  - [39] R. H. Lasseter, “CERTS MicroGrid,” in *IEEE International Conference on System of Systems Engineering, SOSE*, 2007.
  - [40] Centro de gestão e estudos estratégicos, “Redes elétricas inteligentes: contexto nacional,” Brasília, 2012.
  - [41] J. K. Ekanayake, J. Liyanage, A. Wu, N. Yokohama, and E. Jenkins, *Smart Grid technology and applications*. England: John Wiley & Sons, 2012.
  - [42] B. Subhonmesh, S. H. Low, and K. M. Chandy, “Equivalence of branch flow and bus injection models,” in *50th Annual Allerton Conference on Communication, Control, and Computing, Allerton*, 2012, pp. 1893–1899.
  - [43] J. D. Glover and M. S. Sarma, *Sistemas de Potencia: análisis y diseño*, 3era Edici. 2003.

- [44] S. H. Low, “Convex Relaxation of Optimal Power Flow Part I: Formulations and Equivalence,” *IEEE Trans. Control Netw. Syst.*, vol. 1, no. 1, pp. 15–27, 2014.
- [45] A. J. Monticelli, *Flujo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. Edgard Blucher, 1983.
- [46] L. Gan, N. Li, U. Topcu, and S. H. Low, “Exact Convex Relaxation of Optimal Power Flow in Radial Networks,” *IEEE Trans. Automat. Contr.*, vol. 60, no. 1, pp. 72–87, 2015.
- [47] A. R. Jordehi, “How to deal with uncertainties in electric power systems? A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 96, no. August, pp. 145–155, 2018.
- [48] R. E. Walpole, R. H. Myers, S. L. Myers, and K. Ye, *Probabilidad y Estadística para Ingeniería y Ciencias*, Novena Edi. Pearson, 2012.
- [49] M. Dadkhah and B. Venkatesh, “Cumulant Based Stochastic Reactive Power Planning Method for Distribution Systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 4, pp. 2351–2359, 2012.
- [50] T. Niknam, M. Zare, and J. Aghaei, “Scenario-Based Multiobjective Volt/Var Control in Distribution Networks Including Renewable energy Sources,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 27, no. 4, pp. 2004–2019, 2012.
- [51] M. E. El-Hawary, *Advances in Electric Power and Energy Systems: Load and Price Forecasting*. Wiley-IEEE Press, 2017.
- [52] M. Aien, A. Hajebrahimi, and M. F. Fellow, “A comprehensive review on uncertainty modeling techniques in power system studies,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 7, no. 3, pp. 1077–1089, 2016.
- [53] A. Sankarakrishnan and R. Billinton, “Sequential Monte Carlo Simulation for Composite Power System Reliability Analysis with Time Varying Loads,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 3, pp. 1540–1545, 1995.
- [54] R. N. Allan, A. M. L. Silva, and R. C. Burchett, “Evaluation Methods and Accuracy in Probabilistic Load Flow Solutions,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-100, no. 5, pp. 2539–2546, 1981.
- [55] R. N. Allan and M. R. G. Al-Shakarchi, “Probabilistic a . c . load flow,” *IET Journals Mag.*, vol. 123, no. 6, pp. 531–536, 1976.
- [56] C. Wan, Z. Xu, Z. Y. Dong, and K. P. Wong, “Probabilistic load flow computation using first-order second-moment method,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1–6.
- [57] R. N. Allan, A. M. L. Silva, and R. C. Burchett, “Evaluation Methods and Accuracy in Probabilistic Load Flow Solutions,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-100, no. 5, pp. 2539–2546, 2081.
- [58] M. Fan, V. Vittal, G. T. Heydt, and R. Ayyanar, “Probabilistic power flow studies for transmission systems with photovoltaic generation using cumulants,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 4, pp. 2251–2261, 2012.
- [59] M. Mohammadi, A. Shayegani, and H. Adaminejad, “A new approach of point estimate method for probabilistic load flow,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 51, pp. 54–60, 2013.
- [60] P. Kayal and C. K. Chanda, “Optimal mix of solar and wind distributed generations

- considering performance improvement of electrical distribution network,” *Renew. Energy*, vol. 75, pp. 173–186, 2015.
- [61] M. Aien, M. Fotuhi-firuzabad, and F. Aminifar, “Probabilistic Load Flow in Correlated Uncertain Environment Using Unscented Transformation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 4, pp. 2233–2241, 2012.
- [62] L. A. Zadeh, “Fuzzy Sets as a Basis for a Theory of Possibility,” *Fuzzy Sets Syst.*, vol. 100, pp. 9–34, 1999.
- [63] E. Cox, *The Fuzzy Systems Handbook*. ACADEMIC PRESS LIMITED, 1994.
- [64] A. Soroudi, M. Ehsan, R. Caire, and N. Hadjsaid, “Possibilistic Evaluation of Distributed Generations Impacts on Distribution Networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2293–2301, 2011.
- [65] I. J. Ramírez-rosado and J. A. Domínguez-navarro, “Possibilistic Model Based on Fuzzy Sets for the Multiobjective Optimal Planning of Electric Power Distribution Networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 4, pp. 1801–1810, 2004.
- [66] J. R. Birge and F. Loveaux, *Introduction to Stochastic Programming*, Second Edi. Springer, 1994.
- [67] S. F. Santos, D. Z. Fitiwi, M. Shafie-khah, A. W. Bizuayehu, C. M. P. Cabrita, and J. P. S. Catalão, “New Multistage and Stochastic Mathematical Model for Maximizing RES Hosting Capacity — Part I: Problem Formulation,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 304–319, 2017.
- [68] M. S. Borujeni, A. A. Foroud, and A. Dideban, “Accurate modeling of uncertainties based on their dynamics analysis in microgrid planning,” *Sol. Energy*, vol. 155, pp. 419–433, 2017.
- [69] S. Dehghan, N. Amjady, and A. Kazemi, “Two-stage robust generation expansion planning: A mixed integer linear programming model,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 2, pp. 584–597, 2014.
- [70] T. Ding, S. Liu, and W. Yuan, “A Two-Stage Robust Reactive Power Optimization Considering Uncertain Wind Power Integration in Active Distribution Networks,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 301–311, 2016.
- [71] P. Kall and S. W. Wallace, *Stochastic Programming*, Second Edi. John Wiley & Sons, 1994.
- [72] L. Roald and G. Andersson, “Chance-Constrained AC Optimal Power Flow: Reformulations and Efficient Algorithms,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 3, pp. 2906–2918, 2018.
- [73] Lina Li and Li Yang, “A chance-constrained programming based energy storage system sizing model considering uncertainty of wind power,” in *International Conference on Sustainable Power Generation and Supply*, 2013, pp. 51–51.
- [74] F. Ul Nazir, B. C. Pal, and R. A. Jabr, “A Two-Stage Chance Constrained Volt/Var Control Scheme for Active Distribution Networks With Nodal Power Uncertainties,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 1, pp. 314–325, 2019.
- [75] J. M. Morales and J. Pérez-ruiz, “Point Estimate Schemes to Solve the Probabilistic Power Flow,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1594–1601, 2007.

- [76] S. J. Julier and J. K. Uhlmann, "Unscented Filtering and Nonlinear Estimation," *Proc. IEEE*, vol. 92, no. 3, 2004.
- [77] M. Aien, M. Rashidinejad, and M. F. Firuz-abad, "Probabilistic optimal power flow in correlated hybrid wind-PV power systems: A review and a new approach," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 1437–1446, 2015.
- [78] N. Mwakabuta and A. Sekar, "Comparative study of the IEEE 34 node test feeder under practical simplifications," in *39th North American Power Symposium, NAPS, 2007*, pp. 484–491.
- [79] M. Bazrafshan and N. Gatsis, "Decentralized Stochastic Optimal Power Flow in Radial Networks with Distributed Generation," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 8, no. 2, pp. 787–801, 2017.
- [80] T. Ding, Y. Kou, Y. Yang, Y. Zhang, H. Yan, and F. Blaabjerg, "Evaluating maximum photovoltaic integration in district distribution systems considering optimal inverter dispatch and cloud shading conditions," *IET Renew. Power Gener.*, 2016.
- [81] B. A. Robbins, H. Zhu, and A. D. Domínguez-garcía, "Optimal Tap Setting of Voltage Regulation Transformers in Unbalanced Distribution Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 1, pp. 256–267, 2016.
- [82] H. P. Hong, "An efficient point estimate method for probabilistic analysis," *Reliab. Eng. Syst. Saf.*, vol. 59, pp. 261–267, 1998.
- [83] L. F. Ochoa, C. J. Dent, and G. P. Harrison, "Distribution Network Capacity Assessment: Variable DG and Active Networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 87–95, 2010.
- [84] C. S. Saunders, "Point Estimate Method Addressing Correlated Wind Power for Probabilistic Optimal Power Flow," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 3, pp. 1045–1054, 2014.
- [85] S. M. Mirbagheri, D. Falabretti, V. Ilea, and M. Merlo, "Hosting Capacity Analysis: A Review and A New Evaluation Method in Case of Parameters Uncertainty and Multi-Generator," *18th Int. Conf. Environ. Electr. Eng.*, pp. 1–6, 2018.
- [86] K. Strunz, R. H. Fletcher, R. Campbell, and F. Gao, "Developing Benchmark Models for Low-voltage Distribution Feeders," in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2009, no. July, pp. 1–3.
- [87] "IEEE PES AMPS DSAS Test Feeder Working Group." [Online]. Available: <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>.
- [88] W. A. Bukhsh, "Test Case Archive of Optimal Power Flow (OPF) Problems with Local Optima," 2013. [Online]. Available: <https://www.maths.ed.ac.uk/optenergy/LocalOpt/WB5.html>.
- [89] W. A. Bukhsh, A. Grothey, K. I. M. McKinnon, and P. A. Trodden, "Local solutions of the optimal power flow problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4780–4788, 2013.
- [90] "NREL Measurement and Instrumentation Data Center." [Online]. Available: <https://midcdmz.nrel.gov/>.
- [91] "Data Platform Household Data." [Online]. Available: <https://data.open-power-system->

- data.org/household\_data/. [Accessed: 20-Sep-2006].
- [92] A. Hoke, R. Butler, J. Hambrick, and B. Kroposki, “Steady-State Analysis of Maximum Photovoltaic Penetration Levels on Typical Distribution Feeders,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 350–357, 2013.
  - [93] “NATIONAL SOLAR RADIATION DATABASE 1991-2010.” [Online]. Available: [https://rredc.nrel.gov/solar/old\\_data/nsrdb/](https://rredc.nrel.gov/solar/old_data/nsrdb/).
  - [94] “Data Platform - time series,” 2019. [Online]. Available: [https://data.open-power-system-data.org/time\\_series/2019-06-05/](https://data.open-power-system-data.org/time_series/2019-06-05/). [Accessed: 19-Oct-2019].
  - [95] J. Smith, “Stochastic Analysis to Determine Feeder Hosting Capacity for Distributed Solar PV,” 2012.
  - [96] N. C. Tang and G. W. Chang, “A Stochastic Approach for Determining PV Hosting Capacity of a Distribution Feeder Considering Voltage Quality Constraints,” in *18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 2018, pp. 1–5.
  - [97] A. Dubey and S. Santoso, “On Estimation and Sensitivity Analysis of Distribution Circuit’s Photovoltaic Hosting Capacity,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 4, pp. 2779–2789, 2017.

## **APÊNDICES**

## APÊNDICE A: DADOS DOS SISTEMAS

Foram utilizados 4 sistemas para efetuar as simulações, 2 sistemas radiais de 14 e 34 barras, e dois sistemas malhados de 5 e 30 barras. Os dados dos sistemas se apresentam a continuação.

### Sistema de 14 barras

O sistema consiste de um alimentador residencial monofásico de 14 barras, com um regulador de tensão na linha 2-3. As bases de potência utilizadas foram de 100kVA e 240V. As Tabelas XII e XIII apresentam os dados do sistema.

Tabela XIII. Dados de demanda do sistema de 14 barras

Barra	Pcarga	Qcarga	Bsh
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0.0900	0.0436	0
6	0.0630	0.0305	0
7	0.0900	0.0436	0
8	0.0570	0.0187	0
9	0.0380	0.0125	0
10	0.0665	0.0219	0
11	0.0713	0.0234	0
12	0.0945	0.0458	0
13	0.1350	0.0654	0
14	0.1080	0.0523	0

Tabela XIV. Dados das linhas do sistema de 14 barras

De	Para	R	X	Lsh
1	2	0.0065	0.0040	0.0000
2	3	0.0079	0.0030	0.0000
3	4	0.0079	0.0030	0.0000
1	5	0.0130	0.0054	0.0000
1	6	0.0262	0.0065	0.0000
1	7	0.0261	0.0109	0.0000
2	8	0.0130	0.0054	0.0000
2	9	0.0130	0.0054	0.0000
2	10	0.0262	0.0065	0.0000
3	11	0.0053	0.0020	0.0000
3	12	0.0130	0.0054	0.0000
4	13	0.0089	0.0037	0.0000
4	14	0.0130	0.0054	0.0000

## Sistema IEEE 34 barras

A representação balanceada do sistema se obteve tomando a impedância de sequência positiva das linhas e a potência de carga média entre as fases. Nas Tabelas XIV e XV se encontram os dados do sistema. Foram omitidos os capacitores do sistema original.

Tabela XV. Dados de demanda do sistema de 34 barras

<b>Barra</b>	<b>Pcarga</b>	<b>Qcarga</b>	<b>Bsh</b>
<b>0</b>	0	0	0
<b>1</b>	0.0275	0.0145	0
<b>2</b>	0.0275	0.0145	0
<b>3</b>	0.008	0.004	0
<b>4</b>	0.008	0.004	0
<b>5</b>	0	0	0
<b>6</b>	0	0	0
<b>7</b>	0	0	0
<b>8</b>	0.0025	0.001	0
<b>9</b>	0.017	0.0085	0
<b>10</b>	0.0245	0.012	0
<b>11</b>	0.0845	0.0435	0
<b>12</b>	0.0055	0.0025	0
<b>13</b>	0.02	0.01	0
<b>14</b>	0.0675	0.035	0
<b>15</b>	0.0485	0.0215	0
<b>16</b>	0.002	0.001	0
<b>17</b>	0	0	0
<b>18</b>	0.002	0.001	0
<b>19</b>	0.0075	0.0035	0
<b>20</b>	0	0	0
<b>21</b>	0.0245	0.0125	0
<b>22</b>	0.45	0.225	0
<b>23</b>	0.089	0.045	0
<b>24</b>	0.001	0.0005	0
<b>25</b>	0.174	0.106	0
<b>26</b>	0.0045	0.0025	0
<b>27</b>	0.061	0.0315	0
<b>28</b>	0.432	0.329	0
<b>29</b>	0.014	0.007	0
<b>30</b>	0.047	0.031	0
<b>31</b>	0.034	0.017	0
<b>32</b>	0.014	0.007	0
<b>33</b>	0.0715	0.0535	0

Tabela XVI. Dados das linhas do sistema de 34 barras

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>R</b>	<b>X</b>	<b>Lsh</b>
0	1	0.00088	0.00066	0.00186
1	2	0.00059	0.00044	0.00125
2	3	0.01103	0.00820	0.02330
3	4	0.00496	0.00263	0.00288
3	5	0.01283	0.00955	0.02711
5	6	0.01017	0.00757	0.02149
6	7	0.00001	0.00000	0.00001
8	9	0.00146	0.00078	0.00085
8	10	0.00527	0.00262	0.00708
9	11	0.04118	0.02185	0.02389
11	14	0.01175	0.00623	0.00682
10	13	0.00259	0.00137	0.00150
10	12	0.00043	0.00022	0.00058
12	15	0.01055	0.00525	0.01417
15	16	0.00027	0.00013	0.00036
19	21	0.00253	0.00126	0.00340
23	25	0.00104	0.00052	0.00140
23	26	0.00014	0.00007	0.00019
27	30	0.00044	0.00022	0.00060
27	29	0.00014	0.00007	0.00019
26	28	0.00070	0.00035	0.00094
28	31	0.00188	0.00094	0.00252
31	33	0.00027	0.00014	0.00037
7	8	0.00016	0.00008	0.00021
17	19	0.00001	0.00000	0.00001
16	18	0.01995	0.01059	0.01157
16	17	0.01901	0.00946	0.02554
21	24	0.00139	0.00074	0.00080
21	23	0.00301	0.00150	0.00404
25	27	0.00138	0.00069	0.00186
29	32	0.00285	0.00211	0.00249
20	22	0.00361	0.00269	0.00763
19	20	0.03800	0.08160	0.00000

As bases de potência e tensão consideradas foram 1MVA, 24.9kV e 4.6kV. Os reguladores de tensão se encontram nas linhas 6-7 e 17-19.

## Sistema de 5 barras

O sistema se conforma de 5 barras, 6 linhas e 2 geradores. As bases de potência e tensão adotadas foram de 100 MVA e 345kV. Os dados do sistema se apresentam a continuação.

Tabela XVII. Dados de demanda do sistema de 5 barras

Barra	Pcarga	Qcarga	Bsh
1	0	0	0
2	1.3	0.0145	0
3	1.3	0.0145	0
4	0.65	0.004	0
5	0.	0.004	0

Tabela XVIII. Dados das linhas do sistema de 5 barras

De	Para	R	X	Lsh/2
1	2	0.04	0.09	0
1	3	0.05	0.1	0
2	4	0.55	0.9	0.225
3	5	0.55	0.9	0.225
4	5	0.06	0.1	0
2	3	0.07	0.09	0

Tabela XIX. Dados dos geradores do sistema de 5 barras

Gen	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax	C <sub>0</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
1	0	50	-0.03	0	0	4	0
5	0	50	-0.03	0	0	1	0

Onde  $C_0$ ,  $C_1$  e  $C_2$  correspondem aos coeficientes independente, linear e quadrático da função custo de operação  $CO$ , e  $P$  à potência ativa de saída do gerador.

$$CO = C_2 * P^2 + C_1 * P + C_0$$

## Sistema IEEE 30-bus

O sistema se conforma de 30 barras, 4 geradores e 41 linhas. Além disso, os *taps* dos transformadores nas linhas 6-9, 6-10 e 4-12 se consideram fixos. Nas Tabelas seguintes se expõem os dados do sistema. As bases de potência e tensão adotadas são 100MVA, 1kV, 11kV, 33kV e 132kV.

Tabela XX. Dados de demanda do sistema IEEE 30-bus

Barra	Pcarga	Qcarga	Bsh
1	0.0275	0.0145	0
2	0.0275	0.0145	0
3	0.008	0.004	0
4	0.008	0.004	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	0	0	0
8	0.0025	0.001	0
9	0.017	0.0085	0
10	0.0245	0.012	0
11	0.0845	0.0435	0
12	0.0055	0.0025	0
13	0.02	0.01	0
14	0.0675	0.035	0
15	0.0485	0.0215	0
16	0.002	0.001	0
17	0	0	0
18	0.002	0.001	0
19	0.0075	0.0035	0
20	0	0	0
21	0.0245	0.0125	0
22	0.45	0.225	0
23	0.089	0.045	0
24	0.001	0.0005	0
25	0.174	0.106	0
26	0.0045	0.0025	0
27	0.061	0.0315	0
28	0.432	0.329	0
29	0.014	0.007	0
30	0.047	0.031	0

Tabela XXI. Dados dos geradores do sistema IEEE 30-bus

Gen	Pmin	Pmax	Qmin	Qmax	C <sub>0</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>
1	0	3.602	0	0.3	0	20	0
2	0	1.4	-0.5	0.8	0	20	0
11	0	1	-0.1	0.4	0	40	0
13	0	1	-0.1	0.4	0	40	0

Tabela XXIII. Dados das linhas do sistema IEEE 30-bus

<b>De</b>	<b>Para</b>	<b>R</b>	<b>X</b>	<b>Lsh</b>	<b>Ratio</b>
1	2	0.0192	0.0575	0.0264	1
1	3	0.0452	0.1652	0.0204	1
2	4	0.057	0.1737	0.0184	1
3	4	0.0132	0.0379	0.0042	1
2	5	0.0472	0.1983	0.0209	1
2	6	0.0581	0.1763	0.0187	1
4	6	0.0119	0.0414	0.0045	1
5	7	0.046	0.116	0.0102	1
6	7	0.0267	0.082	0.0085	1
6	8	0.012	0.042	0.0045	1
6	9	0	0.208	0	0.978
6	10	0	0.556	0	0.969
9	11	0	0.208	0	1
9	10	0	0.11	0	1
4	12	0	0.256	0	0.932
12	13	0	0.14	0	1
12	14	0.1231	0.2559	0	1
12	15	0.0662	0.1304	0	1
12	16	0.0945	0.1987	0	1
14	15	0.221	0.1997	0	1
16	17	0.0524	0.1923	0	1
15	18	0.1073	0.2185	0	1
18	19	0.0639	0.1292	0	1
19	20	0.034	0.068	0	1
10	20	0.0936	0.209	0	1
10	17	0.0324	0.0845	0	1
10	21	0.0348	0.0749	0	1
10	22	0.0727	0.1499	0	1
21	22	0.0116	0.0236	0	1

## APÊNDICE B: DADOS DAS SIMULAÇÕES

Neste apêndice se detalham as informações consideradas para efetuar as simulações, incluindo cenários representativos, barras candidatas, limites operativos, etc.

### SIMULAÇÕES COM SISTEMAS RADIAIS

Todas as simulações foram realizadas com perfis anuais de irradiação solar e demanda considerando escala horária. Os dados de irradiação são em  $W/m^2$  e as demandas em p.u. Ao resolver os modelos de otimização, os limites de tensão foram estabelecidos em 0.95 e 1.05 p.u., enquanto que o limite de corrente máxima foi de 7 p.u.

### Simulações para minimização de variância de potência ativa na subestação

Para as simulações da seção 4.2 se consideraram 5 barras candidatas conforme indica a tabela IV. Cada barra candidata possui um perfil de irradiação solar e outro de demanda. O perfil de irradiação é o mesmo para todas as barras candidatas, enquanto que o de demanda é diferente. As demais barras do sistema não são consideradas como candidatas para alocação por simplicidade. Sendo assim, isto resulta em 6 parâmetros aleatórios a serem considerados e, portanto, 13 cenários representativos obtidos com o MEP ou a UT.

Nas Tabelas XXII e XXIII se apresentam os cenários e pesos obtidos com cada método. Note que as demandas são de potência ativa. As demandas de potência reativa foram obtidas considerando um fator de potência de 0.9.

Tabela XXIII. Cenários do PEM

Pesos	Cen	Barras candidatas									
		<i>Irr1</i>	<i>Dem1</i>	<i>Irr2</i>	<i>Dem2</i>	<i>Irr3</i>	<i>Dem3</i>	<i>Irr4</i>	<i>Dem4</i>	<i>Irr5</i>	<i>Dem5</i>
0.172	S1	755	0.063	755	0.338	755	0.066	755	0.124	755	0.324
0.249	S2	77	0.063	77	0.338	77	0.066	77	0.124	77	0.324
0.124	S3	355	0.072	355	0.338	355	0.066	355	0.124	355	0.324
0.177	S4	355	0.056	355	0.338	355	0.066	355	0.124	355	0.324
0.120	S5	355	0.063	355	0.388	355	0.066	355	0.124	355	0.324
0.171	S6	355	0.063	355	0.302	355	0.066	355	0.124	355	0.324
0.116	S6	355	0.063	355	0.338	355	0.076	355	0.124	355	0.324
0.165	S7	355	0.063	355	0.338	355	0.059	355	0.124	355	0.324
0.116	S8	355	0.063	355	0.338	355	0.066	355	0.143	355	0.324
0.168	S9	355	0.063	355	0.338	355	0.066	355	0.112	355	0.324
0.118	S10	355	0.063	355	0.338	355	0.066	355	0.124	355	0.372
0.169	S11	355	0.063	355	0.338	355	0.066	355	0.124	355	0.290
0.172	S12	355	0.063	355	0.338	355	0.066	355	0.124	355	0.324
-1.037	S13	355	0.063	355	0.338	355	0.066	355	0.124	355	0.324

Tabela XXIV. Cenários da UT

Pesos	Cen	Barras candidatas									
		<i>Irr1</i>	<i>Dem1</i>	<i>Irr2</i>	<i>Dem2</i>	<i>Irr3</i>	<i>Dem3</i>	<i>Irr4</i>	<i>Dem4</i>	<i>Irr5</i>	<i>Dem5</i>
0.208	S1	690	0.062	690	0.332	690	0.065	690	0.123	690	0.319
0.208	S2	355	0.070	355	0.369	355	0.072	355	0.135	355	0.354
0.208	S3	355	0.063	355	0.353	355	0.068	355	0.128	355	0.333
0.208	S4	355	0.063	355	0.338	355	0.069	355	0.126	355	0.328
0.208	S5	355	0.063	355	0.338	355	0.066	355	0.130	355	0.326
0.208	S6	355	0.063	355	0.338	355	0.066	355	0.124	355	0.332
0.208	S6	19	0.064	19	0.343	19	0.067	19	0.126	19	0.329
0.208	S7	355	0.056	355	0.306	355	0.060	355	0.114	355	0.293
0.208	S8	355	0.063	355	0.322	355	0.064	355	0.121	355	0.315
0.208	S9	355	0.063	355	0.338	355	0.064	355	0.123	355	0.320
0.208	S10	355	0.063	355	0.338	355	0.066	355	0.119	355	0.322
0.208	S11	355	0.063	355	0.338	355	0.066	355	0.124	355	0.315
0.208	S12	355	0.063	355	0.338	355	0.066	355	0.124	355	0.324
-1.704	S13	690	0.062	690	0.332	690	0.065	690	0.123	690	0.319

Matriz de correlação entre irradiação solar e demanda considerando escala horária, onde  $x$  é uma matriz e cada coluna corresponde a um parâmetro aleatório:

$$x = [Irr1 \ Dem1 \ Dem2 \ Dem3 \ Dem4 \ Dem5]$$

1	-0.1372	-0.1461	-0.1364	-0.1406	-0.1416
-0.1372	1	0.905	0.8934	0.8535	0.9203
-0.1461	0.905	1	0.9191	0.8782	0.9498
-0.1364	0.8934	0.9191	1	0.8678	0.9354
-0.1406	0.8535	0.8782	0.8678	1	0.8935
-0.1416	0.9203	0.9498	0.9354	0.8935	1

## Simulações para maximizar a capacidade de hospedagem

Para realizar as simulações se utilizaram dois sistemas radiais de 14 e 34 barras. No sistema de 14 barras se consideraram 10 barras como candidatas para alocação, e no sistema de 34 barras 28 barras candidatas. Cada barra candidata tem associado o mesmo perfil de irradiação solar e diferentes perfis de demanda. A seguir se apresentam os cenários utilizados com cada método.

Tabela XXV. Cenários MEP do sistema de 14 barras

Barra	Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3	
	<i>Irr</i>	<i>Dem</i>	<i>Irr</i>	<i>Dem</i>	<i>Irr</i>	<i>Dem</i>
<b>1</b>	0	0	0	0	0	0
<b>2</b>	0	0	0	0	0	0
<b>3</b>	0	0	0	0	0	0
<b>4</b>	0	0	0	0	0	0
<b>5</b>	54.75	0.0818	363.3	0.0439	880.6	0.0283
<b>6</b>	54.75	0.0572	363.3	0.0307	880.6	0.0198
<b>7</b>	54.75	0.0818	363.3	0.0439	880.6	0.0283
<b>8</b>	54.75	0.0518	363.3	0.0278	880.6	0.0179
<b>9</b>	54.75	0.0345	363.3	0.0185	880.6	0.012
<b>10</b>	54.75	0.0604	363.3	0.0324	880.6	0.0209
<b>11</b>	54.75	0.0432	363.3	0.0232	880.6	0.0149
<b>12</b>	54.75	0.0859	363.3	0.0461	880.6	0.0297
<b>13</b>	54.75	0.1227	363.3	0.0659	880.6	0.0425
<b>14</b>	54.75	0.0654	363.3	0.0351	880.6	0.0227

Tabela XXVI. Cenários MEP do sistema de 34 barras

Barra	Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3	
	<i>Irr</i>	<i>Dem</i>	<i>Irr</i>	<i>Dem</i>	<i>Irr</i>	<i>Dem</i>
0	0	0	0	0	0	0
1	34.85	0.0254	354.73	0.0205	865.9	0.0181
2	34.85	0.0254	354.73	0.0205	865.9	0.0181
3	34.85	0.0074	354.73	0.006	865.9	0.0053
4	34.85	0.0074	354.73	0.006	865.9	0.0053
5	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0
8	34.85	0.0023	354.73	0.0019	865.9	0.0016
9	34.85	0.0157	354.73	0.0126	865.9	0.0112
10	34.85	0.0226	354.73	0.0182	865.9	0.0162
11	34.85	0.078	354.73	0.0629	865.9	0.0557
12	34.85	0.0051	354.73	0.0041	865.9	0.0036
13	34.85	0.0185	354.73	0.0149	865.9	0.0132
14	34.85	0.0623	354.73	0.0502	865.9	0.0445
15	34.85	0.0447	354.73	0.0361	865.9	0.032
16	34.85	0.0018	354.73	0.0015	865.9	0.0013
17	34.85	0.0018	354.73	0.0015	865.9	0.0013
18	34.85	0.0069	354.73	0.0056	865.9	0.0049
19	34.85	0.0226	354.73	0.0182	865.9	0.0162
20	0	0	0	0	0	0
21	34.85	0.0821	354.73	0.0662	865.9	0.0587
22	34.85	0.0009	354.73	0.0007	865.9	0.0007
23	34.85	0.1605	354.73	0.1294	865.9	0.1148
24	34.85	0.0042	354.73	0.0033	865.9	0.003
25	34.85	0.0563	354.73	0.0454	865.9	0.0402
26	34.85	0.3986	354.73	0.3214	865.9	0.285
27	34.85	0.0129	354.73	0.0104	865.9	0.0092
28	34.85	0.0434	354.73	0.035	865.9	0.031
29	34.85	0.0314	354.73	0.0253	865.9	0.0224
30	34.85	0.0129	354.73	0.0104	865.9	0.0092
31	34.85	0.066	354.73	0.0532	865.9	0.0472
32	34.85	0.0821	354.73	0.0662	865.9	0.0587
33	34.85	0.0009	354.73	0.0007	865.9	0.0007

## SIMULAÇÕES COM SISTEMAS DE TRANSMISSÃO

Para efetuar as simulações se consideraram 3 barras candidatas para alocação em ambos sistemas. Estas barras são as que apresentam maior variância nos seus perfis de demanda. Os limites de tensão ao resolver os modelos de otimização foram estabelecidos em 0.95 e 1.05 p.u. Não foram considerados limites de corrente ou fluxo nas linhas.

Todas as barras candidatas têm associados perfis de irradiação solar e demanda diferentes. Todas as simulações se efetuaram com séries temporais de resolução diária. Nas Tabelas seguintes se apresentam os cenários e pesos obtidos pelo MEP e a UT.

Tabela XXVII. Cenários MEP do sistema de 5 barras

Pesos	Cen	Barras candidatas					
		<i>Irr</i>	<i>Dem</i>	<i>Irr</i>	<i>Dem</i>	<i>Irr</i>	<i>Dem</i>
0.172	S1	642	1.13	343	1.13	411	0.54
0.249	S2	151	1.13	343	1.13	411	0.54
0.124	S3	397	1.23	343	1.13	411	0.54
0.177	S4	397	1.01	343	1.13	411	0.54
0.120	S5	397	1.13	583	1.13	411	0.54
0.171	S6	397	1.13	131	1.13	411	0.54
0.116	S7	397	1.13	343	1.23	411	0.54
0.165	S8	397	1.13	343	1.01	411	0.54
0.116	S9	397	1.13	343	1.13	658	0.54
0.168	S10	397	1.13	343	1.13	154	0.54
0.118	S11	397	1.13	343	1.13	411	0.60
0.169	S12	397	1.13	343	1.13	411	0.49
-0.865	S13	397	1.13	343	1.13	411	0.54

Tabela XXVIII. Cenários UT do sistema de 5 barras

Pesos	Cen	Barras candidatas					
		<i>Irr</i>	<i>Dem</i>	<i>Irr</i>	<i>Dem</i>	<i>Irr</i>	<i>Dem</i>
0.208	S1	676	1.09	548	1.09	651	0.53
0.208	S2	397	1.12	492	1.12	473	0.54
0.208	S3	397	1.13	343	1.12	556	0.54
0.208	S4	397	1.23	343	1.23	412	0.59
0.208	S5	397	1.13	343	1.14	412	0.55
0.208	S6	397	1.13	343	1.13	412	0.57
0.208	S7	119	1.17	139	1.18	172	0.57
0.208	S8	397	1.15	194	1.15	350	0.56
0.208	S9	397	1.14	343	1.14	268	0.55
0.208	S10	397	1.04	343	1.03	412	0.50
0.208	S11	397	1.13	343	1.12	412	0.54
0.208	S12	397	1.13	343	1.13	412	0.53
-1.496	S13	397	1.13	343	1.13	412	0.55

Tabela XXIX. Cenários MEP do sistema de 30 barras

Pesos	Cen	Barras candidatas					
		<i>Irr</i>	<i>Dem</i>	<i>Irr</i>	<i>Dem</i>	<i>Irr</i>	<i>Dem</i>
0.268	S1	676	0.822	548	0.198	651	0.253
0.268	S2	397	0.822	492	0.198	473	0.253
0.245	S3	397	0.822	343	0.198	556	0.253
0.278	S4	397	0.822	343	0.198	412	0.253
0.275	S5	397	0.822	343	0.198	412	0.253
0.263	S6	397	0.822	343	0.198	412	0.253
0.224	S7	119	0.822	139	0.198	172	0.253
0.190	S8	397	0.822	194	0.198	350	0.253
0.219	S9	397	0.822	343	0.198	268	0.253
0.192	S10	397	0.822	343	0.198	412	0.253
0.206	S11	397	0.822	343	0.198	412	0.253
0.191	S12	397	0.822	343	0.198	412	0.253
-1.819	S13	397	0.822	343	0.198	412	0.253

Tabela XXX. Cenários da UT do sistema de 30 barras

Pesos	Cen	Barras candidatas					
		<i>Irr</i>	<i>Dem</i>	<i>Irr</i>	<i>Dem</i>	<i>Irr</i>	<i>Dem</i>
0.208	S1	676	0.793	548	0.191	651	0.244
0.208	S2	397	0.810	492	0.196	473	0.249
0.208	S3	397	0.817	343	0.197	556	0.251
0.208	S4	397	0.892	343	0.216	412	0.273
0.208	S5	397	0.822	343	0.200	412	0.255
0.208	S6	397	0.822	343	0.199	412	0.263
0.208	S7	119	0.851	139	0.206	172	0.262
0.208	S8	397	0.834	194	0.202	350	0.257
0.208	S9	397	0.827	343	0.200	268	0.255
0.208	S10	397	0.752	343	0.181	412	0.233
0.208	S11	397	0.822	343	0.197	412	0.251
0.208	S12	397	0.822	343	0.199	412	0.244
-1.496	S13	397	0.822	343	0.199	412	0.253

Matriz de correlação entre irradiação solar e demanda considerando escala diária, onde  $x$  é uma matriz é cada coluna corresponde a um parâmetro aleatório:

$$x = [Irr1 \ Irr2 \ Irr3 \ Dem1 \ Dem2 \ Dem3]$$

1	0.8084	0.8371	-0.3714	-0.3977	-0.3796
0.8084	1	0.8033	-0.3901	-0.4123	-0.3975
0.8371	0.8033	1	-0.3735	-0.3986	-0.3909
-0.3714	-0.3901	-0.3735	1	0.997	0.9157
-0.3977	-0.4123	-0.3986	0.997	1	0.9195
-0.3796	-0.3975	-0.3909	0.9157	0.9195	1