

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ
CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**QUANTIFICAÇÃO DO RISCO NA SELEÇÃO E OPERAÇÃO DE
RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS INSERIDOS EM UMA
MICRORREDE**

RODRIGO ALEXSSANDRE BUDEL

FOZ DO IGUAÇU

2020

Rodrigo Alexssandre Budel

Quantificação do Risco na Seleção e Operação de Recursos Energéticos Distribuídos Inseridos em uma Microrrede

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação da Universidade Estadual do Oeste do Paraná como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e Computação. Área de concentração: Sistemas Elétricos e Computação.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero

Foz do Iguaçu
2020

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Budel, Rodrigo Alexssandre

Quantificação do risco na seleção e operação de recursos energéticos distribuídos inseridos em uma microrrede / Rodrigo Alexssandre Budel; orientador(a), Roberto Cayetano Lotero , 2020.

88 f.

Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Centro de Engenharias e Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, 2020.

1. Microrredes. 2. Recurso Energético Distribuído. 3. Incerteza . 4. Risco . I. Lotero , Roberto Cayetano . II. Título.

Quantificação do Risco na Seleção e Operação de Recursos Energéticos Distribuídos Inseridos em uma Microrrede

Rodrigo Alexssandre Budel

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora assim constituída:

Prof. Dr. **Roberto Cayetano Lotero** - (Orientador)
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE

Prof. Dr. **Edgar Manuel Carreño Franco**
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE

Prof. Dr. **Bruno de Nadai Nascimento**
Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR.

Data da defesa: 23 de outubro de 2020

Resumo

As microrredes podem ser vistas como um pequeno sistema de energia elétrica controlável, que integram localmente cargas com recursos energéticos distribuídos (REDs). Porém, implementar, expandir e operar uma microrrede traz consigo vários desafios econômicos, técnicos e operacionais que devem ser enfrentados, entre eles a quantificação do risco do investimento nestes REDs. Nesse sentido, no presente trabalho é apresentado um modelo de otimização para a seleção e operação de REDs inseridos em uma microrrede, cujo objetivo é minimizar o risco ao qual está exposto o decisor frente à incerteza na demanda e na geração eólica e solar. As incertezas nesses parâmetros foram tratadas através de uma árvore de cenários e a avaliação do risco é realizada utilizando o Valor em Risco (VaR) e o Valor Condicional em Risco (CVaR), sendo esta última métrica de risco a principal contribuição do trabalho. A formulação matemática resultante constitui um modelo de programação linear inteira mista que foi implementado na linguagem GAMS e resolvido com o solver CPLEX. Os resultados obtidos com o modelo permitiram determinar os benefícios econômicos que poderiam ser auferidos com o investimento em REDs em uma microrrede, assim como destacam o impacto que pode produzir a natureza intermitente dos recursos renováveis e a incerteza na demanda sobre a variabilidade desses benefícios. Os resultados também mostram as medidas de risco citadas, servindo como ferramenta de auxílio no momento de tomar decisões em relação à implantação de REDs e à gestão otimizada de energia em uma microrrede.

Palavras-chave: Microrredes, Recurso Energético Distribuído, Incerteza, Risco, VaR, CVaR.

Abstract

Microgrids can be seen as a small controllable electrical power system, which locally integrate charges with distributed energy resources (REDs). However, implementing, expanding and operating a microgrid brings with it several economic, technical and operational challenges that must be faced, among them the quantification of the investment risk in these REDs. Thus, this work presents an optimization model for the selection and operation of REDs inserted in a microgrid, whose objective is to minimize the risk to which the decision-maker is exposed in the face of uncertainty in demand and in wind and solar energy generation. The uncertainties in these parameters have been treated through a decision tree and the risk evaluation is performed using the Value at Risk (VaR) and the Conditional Value at Risk (CVaR), the latter risk metric being the main contribution of the work. The resulting mathematical formulation constitutes a mixed integer linear programming model that was implemented in GAMS language and solved with CPLEX solver. The results obtained with the model have made it possible to determine the economic benefits that could be gained from investing in REDs in a microgrid as well as highlight the impact that can produce the intermittent nature of renewable resources and the uncertainty in demand about the variability of these benefits. The results also show the risk measures cited, serving as a tool to assist in making decisions regarding the implementation of REDs and optimized energy management in a microgrid.

Keywords: Microgrid, Distributed Energy Resource, Uncertainty, Risk, VaR, CVaR.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus pelo dom da vida.

Agradeço também aos meus amados pais, Maria Sirlei Brum Anhaia Budel e Jorge Vilmar Budel pelos valores fundamentais que me ensinaram, pela compreensão, pelo carinho e apoio.

Agradeço também à minha esposa Flaviana e minha filha Laura, por todo o amor e incentivo, para chegar até essa etapa.

Agradeço especialmente ao Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero pela orientação deste trabalho, pela paciência, oportunidade e pela amizade.

Agradeço a Universidade Estadual do Oeste do Paraná, em especial ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, incluindo todos os professores e servidores que, durante os últimos anos, contribuíram.

Por fim, a todos aqueles que de alguma forma contribuíram para que esse trabalho acontecesse. Obrigado!

Sumário

Lista de Siglas e Abreviaturas	9
Lista de Símbolos	10
1 Introdução	12
1.1 Contexto.....	12
1.2 Objetivos.....	13
1.3 Estrutura do trabalho.....	15
2 Seleção e Operação de Recursos Energéticos Distribuídos em uma microrrede	16
2.1 Microrrede de energia elétrica.....	16
2.2 Características dos Recursos Energéticos Distribuídos.....	18
2.2.1 Grupo motor-gerador.....	18
2.2.2 Sistema fotovoltaico.....	19
2.2.3 Gerador eólico.....	21
2.2.4 Célula de combustível.....	21
2.2.5 Sistema de Armazenamento de Energia.....	22
2.2.6 Cargas controláveis.....	22
2.3 Estrutura Tarifárias.....	23
2.3.1 Estrutura tarifária convencional.....	23
2.3.2 Tarifa Branca.....	24
2.4 Descrição do problema de pesquisa.....	24
2.5 O problema de seleção e operação ótima de REDs na literatura.....	27
2.6 Conclusão.....	30
3 Incerteza e Risco na decisão de investimento	31
3.1 Decisões sob condições de incerteza.....	31
3.2 Risco nas decisões de investimentos.....	33
3.3 Tratamento de incertezas através da árvore de cenários.....	35
3.4 Valor em Risco e Valor Condicional em Risco.....	37
3.4.1 Valor em Risco.....	38
3.4.1 Valor Condicional em Risco.....	40
3.5 Conclusão.....	42
4 Formulação Matemática	43
4.1 Modelo matemático determinístico.....	43
4.2 Modelo matemático estocástico.....	47
4.3 Incorporação das medidas de risco.....	48
4.3.1 Incorporação da medida de risco VaR.....	49

4.3.2	Incorporação da medida de risco CVaR	51
4.5	Conclusão.....	54
5	Testes de Resultados	55
5.1	Representação das variáveis incertas	56
5.2	Dados de entrada	57
5.2.1	Demanda.....	57
5.2.2	Tarifa de energia elétrica	58
5.2.3	Dados das tecnologias/REDS.....	58
5.3	Casos de estudo	60
5.3.1	Caso 1	60
5.3.2	Caso 2	63
5.3.3	Caso 3	65
5.4	Conclusão.....	68
6	Conclusões	69
	Referências Bibliográficas	71
	Anexo	76

Lista de Siglas e Abreviaturas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CPLEX	Algoritmo para solução de problemas de programação inteira mista
CVaR	Conditional Value at Risk (Valor Condicional em Risco)
EXCEL	Planilha de cálculo
GAMS	General Algebraic Modeling System (Sistema de Modelagem Algébrico Geral)
REDS	Recursos Energéticos Distribuídos
PGEEC	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, UNIOESTE, Campus de Foz do Iguaçu
UNIOESTE	Universidade Estadual do Oeste do Paraná
VaR	Value at Risk (Valor em Risco)

Lista de Símbolos

δ_s	Variável binária auxiliar que adota o valor 1 quando o custo do cenário s é superior ao VaR
ξ	Variável auxiliar cujo valor ótimo corresponde ao valor do VaR
CAP_I	Capacidade máxima da unidade I (kW)
$CINV_I$	Custo de investimento do RED I (R\$)
CF_I	Custo fixo de operação e manutenção da alternativa I (R\$/ano)
$C(x)$	Custo de decisão da primeira etapa
CV_I	Custo variável de operação e manutenção da alternativa I (R\$/kWh)
d	Índice para indicar os tipos de dias (semana e final de semana).
DMP	Demanda que seria contratada sem REDs no horário de ponta (kW)
DCF	Demanda contratada no horário fora de ponta após instalação de REDs (kW)
DCP	Demanda contratada no horário de ponta após instalação de REDs (kW)
FA	Fator de anualização
h	Índice para indicar a hora
i	Taxa de remuneração do capital investido
$lucro_s$	lucro no cenário s
m	Índice dos meses do ano
M	Constante de valor elevado
η_s	Variável que leva em conta o lucro no cenário s que é inferior ao VaR
N_s	número de cenários
NT	Vida útil do RED sendo avaliado (anos)
PC	Potência com a qual é comprada energia elétrica da distribuidora (kW)
PD	Potência com a qual é consumida a energia na microrrede (kW)
PI_I	Potência com a qual é gerada energia excedente pelo RED I para venda à distribuidora (kW)
$P(s)$	Probabilidade de ocorrência

PVI_I	Potência com a qual é gerada energia excedente pelo RED I para venda à distribuidora (kW)
PV	Potência com a qual é gerada a energia excedente nos REDs da microrrede para venda à distribuidora
QD_d	Quantidade de dias em cada dia típico de semana e final de semana indicado pelo subíndice d
s	cenário
TDF	Tarifa da demanda no horário fora de ponta (R\$/kW)
TF	Tarifa de energia para cada mês e hora (R\$/kWh)
TDP	Tarifa da demanda no horário de ponta (R\$/kW)
TV	Preço da venda da energia excedente
X_I	Variável inteira que recebe um valor diferente de zero quando o RED I é selecionado
Z	Função objetivo a maximizar
ZDG	Variável binária que recebe 1 quando a parcela do consumo é atendida pela energia gerada pela tecnologia de GD
ZDM	Variável binária que recebe 1 quando a parcela do consumo é atendida pela energia elétrica comprada da concessionária
$ZECO$	Custo evitado com a compra de energia da concessionária e de combustível (R\$/ano)
$ZINV$	Custo de investimento em REDs (R\$)
$ZEMO$	Custo de operação e manutenção por ano (R\$/ano)
$ZVEN$	Receita com a venda dos excedentes de energia (R\$/ano)

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contexto

O setor elétrico vem sofrendo grandes transformações com a crescente adoção dos chamados Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), baseados em fontes renováveis, e que são integrados às redes de distribuição através de microrredes (Jin et al., 2017; Lasseter, 2002). Uma microrrede pode ser vista como um pequeno sistema de energia elétrica controlável, que integra localmente cargas com recursos energéticos distribuídos (Hirsch et al., 2018; Kakran & Chanana, 2018; Lasseter, 2002). Normalmente a microrrede opera conectada ao sistema de distribuição local, fornecendo ou consumindo energia elétrica, mas também pode operar de maneira ilhada, durante curtos períodos (Kakran & Chanana, 2018; Liu et al., 2017; Chen, Gooi & Wang, 2012; Lasseter, 2011; Marnay et al., 2013).

Entre as tecnologias utilizadas como REDs estão: sistemas de cogeração convencional, sistemas fotovoltaicos, turbinas eólicas, aproveitamento de biogás em motores de combustão interna, células de combustível e dispositivos de armazenamento de energia elétrica (Jin et al., 2017, Chen, Gooi & Wang, 2012; Marnay et al., 2013). A utilização dessas tecnologias reduz a distância física e elétrica entre carga e geração melhorando o perfil de tensão, limitando perdas na linha, aumentando o uso de calor residual e reduzindo a necessidade de investimentos em novos sistemas de transmissão e geração de larga escala, resultando em uma maior qualidade e confiabilidade da energia fornecida aos consumidores finais (Lasseter, 2011, Marnay, 2008).

O aumento da utilização dos REDs e das microrredes é justificado, principalmente, pela redução nos custos de investimento e de transação, porém foi tecnicamente viabilizado pelo uso intensivo de tecnologias de medição, informação, comunicação e automação, que possibilitam efetuar o monitoramento e o controle dos recursos nelas conectados, sejam demandantes ou ofertantes de energia (EPE, 2018).

Apesar de a microrrede ter-se tornado uma opção bastante atraente, seu emprego bem-sucedido torna-se uma decisão complexa, e dependerá muitas vezes dos recursos primários locais disponíveis, do tamanho das unidades de geração e, principalmente, da disponibilidade de ferramentas de otimização e simulação que auxiliem no processo de tomada de decisão

durante a seleção e operação das tecnologias. Essas ferramentas devem estar sustentadas em modelos que reproduzam a realidade da maneira mais fiel possível, tentando entender como se comporta o ambiente em que se desenvolve o fenômeno (Marnay, 2008; Marnay, 2013). Além disso, é necessário considerar a possibilidade de resposta da demanda, utilizando a energia da melhor forma possível, não se limitando apenas à energia elétrica, incluindo na avaliação as necessidades térmicas (calor e refrigeração) (Houwing, 2008).

Em geral, os sistemas de fornecimento de energia foram amplamente modelados como problemas determinísticos de otimização (Villalva & Ramos, 2003, Siddiqui et al., 2004, Marnay, 2001). No entanto, poucos modelos determinísticos otimizam as decisões de seleção e de operação considerando a análise do risco. Esses conceitos devem ser considerados uma vez que as decisões de contratação no mundo dos negócios moderno não são tomadas sem um mínimo de análise do risco.

Embora os modelos de otimização determinística representem uma ferramenta poderosa para modelar a complexidade desse tipo de problema, os mesmos são sensíveis a alterações de parâmetros sujeitos a incertezas (Villalva & Ramos, 2004). Assim, a tomada de decisão ocorre sem o conhecimento adequado de suas consequências no futuro. Dado que o cenário futuro não é conhecido, o modelo estocástico apresenta uma solução muito mais adequada do que o modelo determinístico (Alvez, 2015; Rockafellar, 2001). Por exemplo, em um conjunto de resultados, considerando diversos cenários para as variáveis aleatórias, alguns podem apresentar custos maiores do que comprar energia da distribuidora, ou benefícios abaixo do esperado, redundando em resultados não desejados. Na análise dos resultados não desejados, busca-se quantificar em quantos cenários isso ocorre e quão negativos são esses possíveis resultados, utilizando para tal uma medida de risco (Houwing, 2008; Rysanek & Choudhary, 2013; Marnay, 2008; Villalva & Ramos, 2004).

O Valor em Risco (VaR) e o Valor Condicional em Risco (CVaR) são métricas que podem quantificar o risco na seleção e operação ótima de recursos energéticos distribuídos inseridos em uma microrrede (Chen, Gooi & Wang, 2012; Marnay et al., 2013; Ommen, Markussen, & Elmegaard, 2014). Assim, o problema tratado ao longo da pesquisa pode ser colocado da seguinte maneira:

É possível utilizar o VaR e o CVaR em um modelo de programação linear inteiro misto para medir o risco na seleção e operação de REDs inseridos em uma microrrede?

1.2 Objetivos

O objetivo do trabalho de pesquisa foi quantificar o risco associado à seleção e operação de REDs em uma microrrede, utilizando como medidas de risco o VaR e o CVaR em um modelo de programação linear inteiro misto.

Para que o objetivo geral deste trabalho fosse alcançado, os seguintes objetivos específicos foram propostos

- Identificar os aspectos técnicos e econômicos dos recursos energéticos distribuídos em uma microrrede;
- Identificar os principais modelos determinísticos utilizados na seleção e operação ótima de REDs;
- Identificar as principais fontes de incertezas, o seu tratamento por árvore de cenários e a aplicação de métricas de risco;
- Desenvolver o modelo matemático (PLIM) que permita avaliar a viabilidade econômica da implantação de REDs considerando as métricas de risco.

Podem ser encontrados vários trabalhos na literatura que apresentam modelos para a seleção e operação de REDs inseridos em uma microrrede. Os modelos utilizam uma variedade de abordagens incluindo programação linear inteira mista (PLIM) (Chen , Gooi & Wang, 2012; Li et al., 2017; Marnay, 2008; Marnay, 2013), programação quadrática inteira mista (Jin et al., 2017), formulação baseada em teoria dos jogos (Rysanek & Choudhary, 2013). Assim, torna-se essencial avaliar os modelos determinísticos encontrados na literatura no sentido de identificar de que forma levam em conta as características econômicas e técnicas do problema de seleção e operação de REDs.

Existem várias fontes de incertezas associadas com este problema, como as relacionadas à disponibilidade das unidades de geração, as quais podem sofrer uma eventual falha e comprometem toda a operação do sistema. Além dessas incertezas, há também aquelas associadas à intermitência dos recursos renováveis devidos, por exemplo, a padrões variáveis de velocidade do vento e irradiação solar, como as que resultam da variabilidade dos preços de energia e combustíveis no mercado, ou a própria demanda de energia elétrica e térmica dentro da microrrede, a qual pode variar, por exemplo, devido às condições climáticas ou até de temperatura no ambiente (Khodaei et al., 2015). Outra fonte de incerteza está associada com a integração em grande escala da resposta da demanda, e, como exemplo atual, a integração dos veículos elétricos, o qual também pode comprometer o funcionamento do sistema devido ao comportamento imprevisível que geralmente apresentam os usuários (Govardhan & Roy, 2015). Assim sendo, foi necessário identificar as incertezas anteriores de forma sistemática, para posteriormente aplicar a técnica de geração de árvore de cenários que representa adequadamente o problema.

Posteriormente foi desenvolvido um modelo de programação linear inteiro misto que permite selecionar tecnologias de geração, indicar a operação ótima nos diversos cenários estabelecidos a partir das variáveis incertas, e minimizar o risco, quantificado através do VaR e o CVaR. O modelo matemático foi implementado na linguagem GAMS (General Algebraic Modeling System), e foi resolvido utilizando o *solver* CPLEX. Os dados de entrada são fornecidos ao GAMS por meio de uma interface com o *Microsoft EXCEL*, sendo os resultados devolvidos ao Excel para as devidas análises

Finalmente, para a validação do modelo foi utilizado um sistema teste hipotético, a partir do qual foram desenhados vários experimentos que mostram o potencial da ferramenta de otimização desenvolvida.

São resultados deste trabalho:

- Caracterização sistemática das incertezas associadas às variáveis de operação de uma microrrede.
- Conjunto de cenários plausíveis e suficientemente representativos da operação da microrrede em um ambiente de incertezas.
- Modelo de programação linear inteira mista que inclui as métricas de risco VaR e CVaR para a seleção e operação de REDs em uma microrrede.

1.3 Estrutura do trabalho

Esta dissertação está dividida em seis capítulos, incluindo este, em que é contextualizado, definido e delimitado o problema de pesquisa.

No Capítulo 2 são apresentadas todas as características das microrrede, aspectos físicos, operacionais e econômicos dos REDs que vão estar integrados na microrrede. Incluindo o problema de seleção e operação ótima de REDs tratado na literatura, e a sua inserção em uma microrrede.

No Capítulo 3 são apontados os conceitos básicos de incerteza e risco nas decisões de investimento, e o tratamento das incertezas através de árvore de cenários. Apresentação do conceito de VaR e de CVaR e a forma de colocar em um modelo de otimização linear ou cônico.

No Capítulo 4 é apresentado modelo matemático determinístico para a Seleção e Operação de REDs, primeiramente sua função objetivo e, depois, as restrições de balanço energético e de operação da unidade, bem como de produção, armazenamento. Esse modelo é utilizado com a incorporação dos riscos inerentes ao processo, devido às incertezas das variáveis, por meio da utilização da árvore de cenários de duas etapas e a quantificação do risco através do modelo matemático com VaR e CVaR para a Seleção e Operação de REDs.

O Capítulo 5 apresenta as variáveis que serão consideradas incertas e a sua representação de cenários plausíveis, e os resultados obtidos com a simulação desse modelo de otimização em 3 casos hipotéticos distintos. Por fim, o Capítulo 6 traz as conclusões deste trabalho e propõe temas para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Seleção e Operação de Recursos Energéticos Distribuídos em uma Microrrede

Neste capítulo são apresentadas as características de uma microrrede e se descrevem os aspectos técnicos e econômicos dos REDs que podem fazer parte da microrrede. Em seguida, descreve-se mais detalhadamente o problema de seleção e operação ótima de REDs tratado na literatura, e a sua inserção em uma microrrede.

A motivação é brindada pelo avanço tecnológico e a abertura cada vez maior do mercado de energia elétrica que possibilitam o surgimento dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) nas redes de distribuição, os quais prometem benefícios significativos, mas apresentam muitos desafios técnicos e econômicos, tanto na escolha do sistema quanto na sua operação; e se bem-sucedidos, esses sistemas podem ser precursores da implantação generalizada de microrrede, evoluindo do sistema tradicional passivo para um sistema ativo (Guarizi, 2019; Marnay, 2008).

2.1 Microrrede de energia elétrica

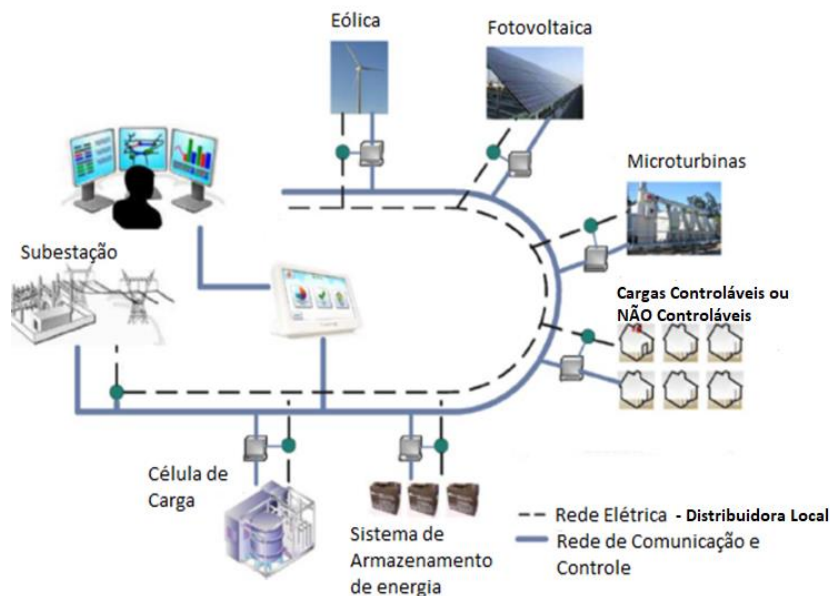
Uma microrrede pode ser considerada como um pequeno sistema de potência operando de forma autônoma, conectando cargas e REDs. É constituída, principalmente, para atender as necessidades energéticas, tanto elétricas quanto térmicas, de um conjunto de cargas em uma região específica, sendo algumas delas controláveis, ao mesmo tempo que reduz obstáculos na integração de REDs à rede de distribuição (Lasseter, 2002; Hirsch, Parag & Guerrero, 2018; Kakran & Chanana, 2018; Martin, Sánchez & Rivier, 2016).

As microrredes, que foram introduzidas inicialmente para agilizar a operação e o controle de um grande número de REDs nas redes de distribuição, oferecem benefícios econômicos e aumenta a confiabilidade para os consumidores de eletricidade (Hirsch, Parag & Guerrero 2018; Martin, Sánchez & Rivier, 2016; Marnay, 2013). Esses benefícios, no entanto, devem ser examinados e comparados com o custo de investimento da microrrede, de forma a garantir o retorno desse investimento e justificar a implantação da mesma (Khodaei et al., 2015).

Uma avaliação adequada dos benefícios econômicos da microrrede é uma tarefa complexa devido à grande quantidade de parâmetros envolvidos, muitos deles incertos. Além disso, alguns dos resultados da avaliação são difíceis de compreender pelos consumidores quando representados nos termos de disponibilidade de fornecimento. Assim, modelos de planejamento eficientes são necessários para garantir a viabilidade econômica da implementação de uma microrrede e justificar os investimentos com base em análises do risco em condições de incerteza (Khodaei et al., 2015).

Normalmente uma microrrede opera conectada ao sistema de distribuição local, fornecendo ou consumindo energia elétrica, mas também pode operar em modo ilhado, ou seja, desconectada da rede, garantindo o fornecimento de energia a cargas críticas (Kakran & Chanana, 2018; Liu et al., 2017; Lasseter, 2011; Marnay, 2013). A operação em modo ilhado pode ser intencional, planejada antecipadamente, ou como consequência de falhas inesperadas na macrorrede de energia. A operação em modo ilhado é a que apresenta os maiores desafios, haja vista que a maioria das microrredes não são projetadas para operar muito tempo nesse modo (Kwasinski et al., 2016). Na prática, espera-se que as microrredes operem, na maior parte do tempo, em modo conectado, denominado modo normal, sendo o modo ilhado denominado como estado de emergência. Portanto, é no modo conectado que se espera obter os principais benefícios econômicos das microrredes (Hatzigiorgiou, 2014).

A microrrede inteligente vem sendo amplamente investigada como uma alternativa para a integração de REDs de pequena escala (menos de 1MW) em sistemas de baixa tensão. As arquiteturas, configurações, dimensões, topologias e funcionalidades possíveis são extremamente diversas, variando conforme a aplicação, os custos, a regulação e as padronizações, que evoluem modificando muito os projetos de microrrede, adaptando-se às novas condições (Santos, 2018).



Fonte: Adaptado de (Chen, Gooi & Wang, 2012).

Figura 2.1: Arquitetura típica de uma Microrrede.

Com base na própria definição de microrredes, pode-se identificar como componentes essenciais a existência de REDs e cargas interconectadas, conforme mostra a Figura 2.1. Os REDs tipicamente incluem sistemas fotovoltaicos, microturbinas, células de combustível, sistemas de aproveitamento do biogás e sistemas de armazenamento de energia (SAEs) (Santos, 2018; Berkeley Lab, 2016; Alvez, 2015; Lasseter, 2002). Portanto, as microrredes permitem combinar diferentes REDs, com características diversas, buscando obter o melhor desempenho das fontes de energia locais. A seleção de quais REDs instalar em uma microrrede, entretanto, depende fundamentalmente da finalidade da microrrede a ser construída, e do contexto local (Santos, 2018, Alvez, 2015).

2.2 Características dos Recursos Energéticos Distribuídos

Vários são os benefícios atribuídos aos RED, destaca-se a redução das emissões de gases poluentes pela maior utilização de fontes renováveis, a maior eficiência para o sistema elétrico, pela proximidade à carga que reduz perdas e otimiza o sistema de transmissão e distribuição, e uma maior racionalidade no consumo de energia, com consumidores aprendendo a gerenciar sua demanda (Stadler, 2014; Khodaei et al., 2015; Jin et al., 2017).

No entanto, implementar, expandir e operar uma microrrede que integre REDs traz consigo vários desafios econômicos, técnicos e operacionais que devem ser enfrentados, entre eles, a análise do risco na seleção e operação dos REDs, sendo este o foco do presente trabalho. São necessárias ferramentas baseadas em modelos de otimização para auxiliar nesse processo de decisão, o que exige o conhecimento das características dos REDs.

Os REDs inseridos em uma microrrede podem ser despacháveis (e.g. geradores a diesel ou microturbinas a gás) e não despacháveis, geralmente não controláveis e configurados para operarem sempre em seus pontos de máxima transferência de potência, extraindo o máximo das fontes primárias. REDs com fontes primárias renováveis, como solar e eólicas, são tipicamente não despacháveis, e naturalmente busca-se maximizar seu aproveitamento. Sua produção é geralmente intermitente, dependendo de variáveis meteorológicas, como a velocidade do vento e irradiação solar (Santos, 2018, Katiraei et al., 2008). A seguir serão apresentadas as características técnicas e econômicas dos REDs que são de interesse para o desenvolvimento do presente trabalho.

2.2.1 Grupo motor-gerador

Os grupos geradores de energia elétrica ou microturbinas são pequenas turbinas de combustão de estágio únicos e estão disponíveis em amplas faixas (de alguns kW a 500MW), e embora seu tamanho varie, geralmente são movidas a gás natural, mas também podem ser movidas a biogás, hidrogênio, carvão, propano ou diesel. Estes podem ser usados

individualmente ou em paralelo com outros grupos geradores formando usinas (Chen, Gooi & Wang, 2012; Pepermans et al., 2005).

Esses grupos motor-gerador são usados para fornecer energia elétrica sob demanda, incluindo backup de energia de emergência ou condicionamento de energia para locais remotos, processamento de dados e instalações médicas, ou qualquer outra aplicação industrial ou comercial de missão crítica que exija uma energia independente ou remota (El-Haway & Ekels, 2014).

O motor do conjunto é selecionado para funcionar a partir da fonte de alimentação disponível e os seus geradores são projetados para fornecer a tensão e frequência de saída desejada, considerando o consumo de combustível de um gerador variável, de acordo com a sua potência, quanto maior a potência maior será a necessidade de combustíveis.

Como exemplo, quanto a um gerador a diesel e estando em sua potência nominal e o gerador, seu ponto de máxima eficiência, é capaz de entregar 1MWh consumindo 283 litros de diesel, considerando uma operação constante. O preço do óleo diesel difere, e depende da localidade em que está instalado a central geradora, caso não esteja disponível é utilizado como referência o preço médio de distribuição do óleo combustível divulgado pela Agência Nacional do Petróleo – ANP na Série Histórico Mensal e de Margens de Comercialização de combustível (ANEEL, 2017).

A capacidade de geração de carga de um grupo gerador é determinada pela estimativa de vida útil ou pelos intervalos de tempo entre suas revisões gerais. A vida útil média de um grupo gerador é de 15000h. O regime do uso do gerador é realizado em função dos consumidores de energia elétrica a que se destinam, e são construídos com características especiais que os tornam apropriados para diversas aplicações (Schneider, 2019).

2.2.2 Sistema fotovoltaico

A energia fotovoltaica é uma forma de energia limpa e silenciosa disponível em todo o planeta, sendo que o Brasil possui uma condição extremamente favorável, uma vez que apresenta valores de irradiação elevados em todo o seu território.

Inesgotável na escala de tempo terrestre, o aproveitamento da energia solar é uma das mais importantes alternativas energéticas, sendo o Sol responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia. A energia solar fotovoltaica é a área relacionada com a conversão direta da energia solar em energia elétrica, neste caso, os dispositivos que realizam a conversão são as células solares. Para formar o módulo fotovoltaico, as células solares são associadas eletricamente e colocadas em uma estrutura resistente.

Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) é possível uma redução de mais de 70% no preço da energia elétrica obtida de sistemas e energia solares fotovoltaicas. Os preços pagos pela energia elétrica motivaram a população urbana e o setor industrial a serem autogeradores e até mesmo geradores independentes de energia elétrica para vender a sua própria energia, injetando na rede.

No contexto de REDs, os sistemas fotovoltaicos assumem grande importância de aplicação, visto que apresentam vantagens quando comparados às demais fontes de energia, tais como simplicidade de instalação, não utilização de combustíveis que emitam poluentes tóxicos ao meio ambiente, apresentando baixos custos de manutenção, restringindo-se basicamente a limpeza das placas solares e pequenos reparos os inversores os quais de maneira geral não exigem grande manutenção e seus fabricantes oferecem garantia de longo prazo, especialmente quando seguidas as proteções recomendadas permitindo que sua vida útil possa atingir mais de 10 anos no mínimo. Por conseguinte, uma fonte extremamente silenciosa, renovável e de boa consistência e previsibilidade.

Por outro lado, sistemas fotovoltaicos apresentam como principal desvantagem a intermitência e não controlabilidade de sua fonte primária de energia (Miñambres et al., 2017; Alvez, 2015) e também, a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede de distribuição traz consigo impactos, que afetam desde a qualidade de energia até a reconfiguração dos esquemas de proteção. Por isso, essas fontes são consideradas de alta variabilidade.

Para melhor aproveitamento energético, os painéis fotovoltaicos devem funcionar no ponto de máxima transferência de potência (Chen, Gooi & Wang, 2012). A eficiência da conversão de energia solar em elétrica é medida pela proporção da radiação solar incidente sobre a superfície da célula que é convertida em energia elétrica. Os sistemas fotovoltaicos que se encontram disponíveis comercialmente possuem um rendimento em torno de 25% (Cardoso et al., 2012). O fator de capacidade também é um dado importante e representa o percentual que pode ser gerado pelo painel solar em virtude das variações na irradiação solar ao longo do dia, conforme mostra idealmente a Figura 2.2, e do ano. Esse fator é calculado da seguinte forma:

$$F_c = \frac{\text{Energia gerada ao longo de um período } t \text{ [kWh]}}{\text{Potência instalada [kW]} * t[\text{horas}]} \quad (2.1)$$

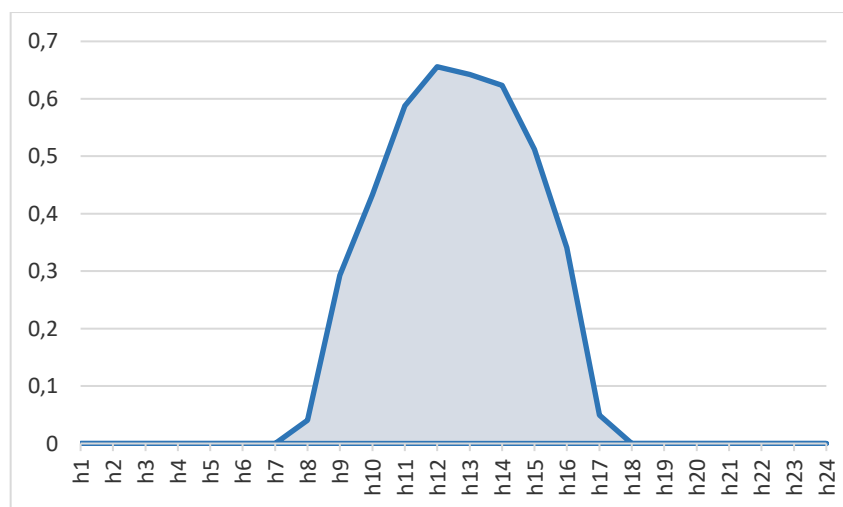


Figura 2.2: Curva de produção de energia ao longo de um dia para um sistema solar típico.

2.2.3 Gerador eólico

A energia eólica consiste em turbinas que convertem a energia cinética do vento em eletricidade, instaladas em locais com ventos fortes e sustentados. O vento empurra as pás do ventilador de uma turbina eólica, montada em uma torre a uma elevação acima e longe de obstáculos do solo. As turbinas eólicas não têm controle sobre sua produção de energia e são limitadas por seus limites físicos em suas operações e aplicações, e dependem da disponibilidade do vento. Assim, a previsão da velocidade do vento desempenha um papel fundamental na previsão da energia eólica de um sistema de energia elétrica. (Alvez, 2015; Chen, Gooi & Wang, 2012).

Porém é uma fonte de baixíssimo custo de operação e manutenção, o que significa que deve receber prioridade de despacho pelo operador do sistema sempre que estiver disponível. Sua baixa previsibilidade e alta variabilidade, porém, aumentam a incerteza de geração (Alvez, 2015; Chen, Gooi & Wang, 2012). Porém quando instalados dispersamente tendem a ter menores riscos de variabilidade do que um único parque.

Dessa forma, países onde o potencial eólico está disperso têm maiores vantagens ao explorar essa fonte do que países com um potencial limitado geograficamente. Desenvolvimentos tecnológicos nas últimas duas décadas têm melhorado o desempenho dessa fonte e a confiabilidade dos equipamentos, fazendo com que o custo de instalação venha caindo consideravelmente, já sendo competitivo com relação a fontes convencionais em locais onde as condições de vento são favoráveis (Alvez, 2015).

A previsão da velocidade do vento pode ser realizado através de modelos de série temporal, e com isso, a alta precisão da previsão será obtida usando dados históricos (Chen, Gooi & Wang, 2012). O coeficiente de potência de uma turbina eólica, o qual indica a relação da energia do vento que se transforma em energia elétrica, é no máximo de 0,5926 (Voneschen, 2009).

2.2.4 Célula de combustível

As células de combustível estão na vanguarda das tecnologias futuras e têm o potencial de remodelar nosso futuro energético. Eles usam um processo eletroquímico para transformar hidrogênio e oxigênio em eletricidade e calor sem poluição. O custo total das células a combustível pode ser apresentado em diferentes coeficientes de custo (Chen, Gooi & Wang, 2012).

Segundo (Alvez, 2015), estes recursos oferecem maior eficiência elétrica que as microturbinas e com baixas emissões, porém, sendo mais caros para igual potência. A eficiência elétrica destes sistemas está em torno de 50%, sendo possível alcançar uma eficiência total de 85% em cogeração. Conjuntos de células de ácido fosfórico estão comercialmente disponíveis em uma faixa de 200kW. Células de óxido sólido de alta temperatura e células de carbonato

fundido são promissoras para aplicações distribuídas (Lasseter & Piagi, 2004; Ekanayake et al., 2012).

Existem hoje muitos trabalhos no esforço do desenvolvimento desta tecnologia, representando no cenário atual com os geradores térmicos uma boa alternativa de investimento se existe a massificação desta tecnologia.

2.2.5 Sistemas de Armazenamento de Energia

Nos últimos anos, várias formas de armazenamento de energia são estudadas intensamente, tendo papel fundamental na gestão energética de uma microrrede e contribuindo do ponto de vista técnico, econômica e ambiental. Isso inclui bateria eletroquímica, supercapacitores, armazenamento de energia de ar comprimido, armazenamento de energia magnética supercondutora ou armazenamento de energia do volante (Chen, Gooi & Wang, 2012).

Atualmente, as baterias de íon de lítio são um dos tipos mais populares para eletrônicos portáteis, com uma das melhores taxas de energia/peso, sem efeito de memória e uma lenta perda de carga quando não estão em uso. Estas estão crescendo em popularidade para aplicações de defesa, automotivas e aeroespaciais devido à sua alta densidade de energia. (Chen, Gooi, & Wang, 2012). Por fim, um dos fatores que podem reduzir o impacto da incerteza da instalação de recursos energéticos distribuídos é a inserção de armazenamento de energia. Sendo sua função modelar a carga de energia como uma curva de demanda instantânea, mas embora seu uso tenha crescido, ainda não é usada em grande escala.

2.2.6 Cargas controláveis

Uma microrrede é um sistema de distribuição de eletricidade, e entre seus recursos distribuídos de energia, estão as cargas controláveis, que podem ser operados de forma controlada e coordenada enquanto conectada à rede de distribuição ou enquanto ilhada.

O valor elevado e o crescente aumento do preço da energia durante horários de pico tem incentivado a capacidade de controle da carga por parte principalmente dos grandes consumidores de energia elétrica. Estes podem responder a sinais de preço ou estímulos para reduzir ou ajustar seu consumo, como exemplo, pode-se citar a mudança da tarifa convencional para tarifa branca. Esta prática se conhece como resposta da demanda (Alvez, 2015; Firestone, 2007).

A resposta à demanda pode ter cargas mais comumente interruptíveis de uso mais comum e se caracterizam por reduções de carga, geralmente em intervalos curtos, ou seja, se há certo benefício associado com a redução. Por exemplo, pode-se aumentar a temperatura do sistema de ar condicionado durante os horários de pico, e esse custo desconfortável pode ser compensado por custos mais baixos de compra de energia (Alvez, 2015; Firestone, 2007).

Por outro lado, a carga pode ser programada de forma flexível, demonstrando suas características intermitentes. Um exemplo pode ser substituir a partida de vários motores para

obter vários picos de corrente menores em vez de um pico grande, o que é útil para evitar exceder os requisitos do contrato ou sobrecarregar o sistema de geração de energia primária. Ao contrário das cargas interruptíveis, esse tipo reorganiza o padrão de tempo da demanda de energia, mas não reduz o consumo de energia (Alvez, 2015; Firestone, 2007).

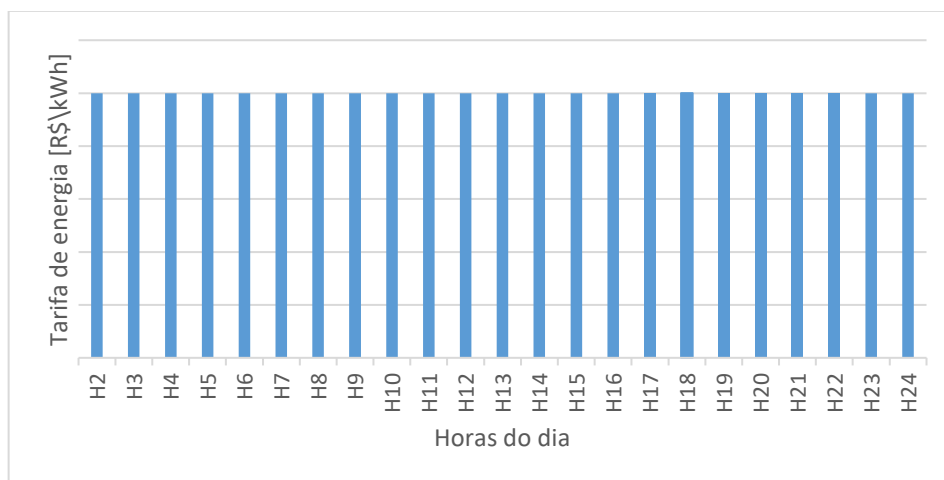
2.3 Estrutura Tarifária

Para quantificar o risco na seleção e operação de REDs em uma microrrede, se faz necessário também conhecer a modalidade tarifária acordada com a distribuidora ou empresa de energia, e as previsões de tarifas ao longo de um ano (Katiraei et al., 2008).

Considera-se haver uma demanda contratada, a partir da qual cobra-se uma penalização pela potência de ultrapassagem, correspondente ao dobro da tarifa de demanda contratada. Considera-se também a cobrança de tarifas diferenciadas para dias úteis e finais de semana e feriados, e horários de ponta e fora de ponta em dias úteis da semana ANEEL (2010). De fato, o modelo foi desenvolvido para aceitar tarifa horária.

2.3.1 Estrutura tarifária convencional

Esta modalidade tem como característica a aplicação da tarifa de consumo de energia elétrica que independe das horas do dia ou períodos do ano. Diante dessa condição, para este modelo de tarifação não há uma sinalização para o consumidor sobre o valor da tarifa de energia em [R\$/kWh] para um determinado momento, pois a mesma é sempre um valor constante, como pode ser visualizado na Figura 2.3. Com esse modelo de tarifa, o consumidor não é estimulado a alterar seus hábitos de consumo (ANEEL, 2015).

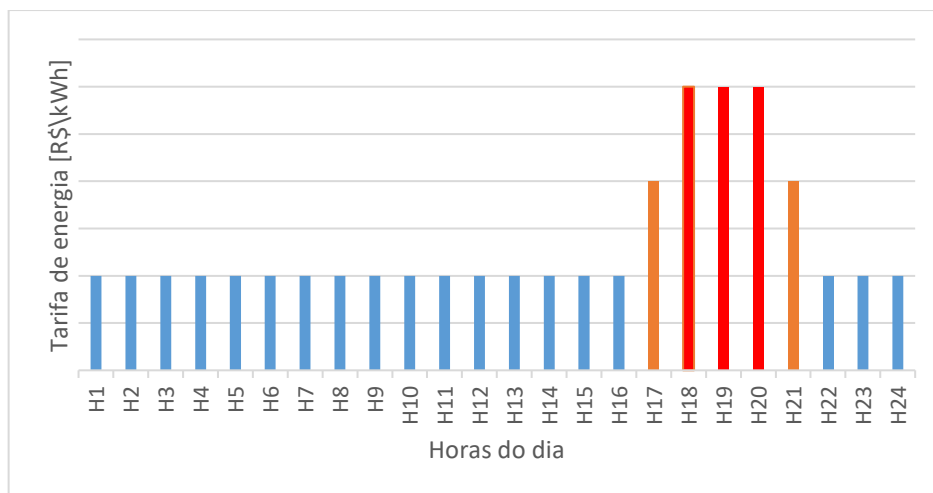


Fonte: Adaptado de ANEEL 2015.

Figura 2.3: Tarifação tarifa convencional.

2.3.2 Tarifa Branca

A tarifa branca é uma modalidade tarifária estabelecida pela Resolução N° 733 (ANEEL, 2016), na qual as unidades consumidoras consideradas cativas recebem uma sinalização no valor da energia em função do dia e do horário de consumo. Para fornecer essa sinalização horária são utilizados os postos tarifários. De acordo com ANEEL (2012), o posto tarifário é o período em horas do dia para aplicação de tarifas de maneira diferenciada. Diante disso, na Figura 2.4 é possível visualizar a variação da tarifa de energia para um dia útil em função das horas que compõem os postos tarifários. Observa-se que existem três postos tarifários, o posto fora de ponta, o posto intermediário e o de ponta.



Fonte: Adaptado ANEEL (2015).

Figura 2.4: Tarifação na modalidade tarifa branca.

Para os dias úteis, o valor da tarifa branca varia conforme os três postos tarifários apresentados. No posto fora de ponta, a energia tem o menor valor de tarifação, já no intermediário e na ponta, a energia é mais onerosa. Entretanto, nos feriados nacionais e finais de semana o valor a ser tarifado pela concessionária deverá ser sempre o valor fora de ponta. Os postos tarifários também podem variar em função do horário de verão.

2.4 Descrição do problema de pesquisa

O problema de seleção de tecnologia e de gestão ótima de energia em uma microrrede consiste em decidir o melhor mix de REDs a ser inserido na microrrede e a sua operação ao longo da vida útil, considerando a possibilidade de importar ou exportar energia da rede de distribuição, atendendo a demanda local, respeitando as restrições do sistema, com o menor custo ou o maior benefício possível. Muitos autores consideram também outros objetivos: a minimização das emissões de combustíveis fósseis; a redução das perdas; fornecimento de

energia com qualidade diferenciada; aumento da confiabilidade e resiliência; entre outros (Katiraei et al., 2008; Santos 2018).



Fonte: Adaptado de (Katiraei et al., 2008; Santos, 2018).

Figura 2.5: Diagrama de seleção e operação ótima de energia em uma microrrede.

A Figura 2.5 apresenta, de forma esquemática, o problema de seleção e operação ótimo de energia em uma microrrede. Nas microrredes geralmente existem vários REDs, o que pode lhes conferir maior autonomia, em comparação aos sistemas tradicionais. Entretanto, os elevados custos de implantação tornam necessário realizar a análise do risco e sua gestão para a viabilização comercial das microrredes. Por este motivo, no modo conectado com a distribuidora, no qual as microrredes se mantêm na maior parte do tempo, prioriza-se a maximização dos benefícios econômicos da instalação das unidades de geração (Santos, 2018; Katiraei et al., 2009; Lasseter, 2002).

Para o modo ilhado é preciso considerar outras prioridades, como a segurança, a qualidade da energia, a disponibilidade do sistema e a manutenção da estabilidade da tensão e da frequência, sendo prioritária a redução de custos. A manutenção de reservas adequadas de energia, neste modo, é de fundamental importância para a garantia da estabilidade e a prevenção do colapso (Santos, 2018; Lasseter, 2002).

O balanceamento de múltiplos geradores e cargas, a interação de componentes controláveis e não-controláveis e a natureza dinâmica das características das microrredes, torna o gerenciamento da energia um grande desafio, assim como também aqueles envolvendo restrições como a disponibilidade de combustíveis, incertezas quanto a variáveis meteorológicas, previsão de demanda e as variações de preços de energia (Santos, 2018; Katiraei et al., 2008).

A seleção e operação ótima de energia depende necessariamente das previsões de oferta e demanda de energia, em determinado horizonte de tempo. Ambas são consideravelmente mais

complexas em microrredes, se comparadas aos grandes sistemas de potência convencionais. A oferta de energia frequentemente envolve fontes renováveis intermitentes, cuja produção depende de variáveis meteorológicas (Santos, 2018).

Tendo em vista os baixos custos operacionais de fontes renováveis como a solar e a eólica, além dos benefícios ambientais, naturalmente busca-se priorizar o atendimento da demanda por meio de tais fontes. Tratando-se de fontes não-controláveis e intermitentes, entretanto, nem sempre será possível atender a demanda local com esses REDs, sendo necessário complementá-las importando energia da rede de distribuição, utilizando reservas dos sistemas de armazenamento se, disponíveis, acionando unidades geradoras não-renováveis, ou combinando diferentes estratégias (Santos, 2018; Katiraei et al., 2008).

Da mesma forma, pode-se ter a ocorrência de excedentes de energia em determinados horários, como exemplo, picos de geração de energia solar ao meio-dia, em residências cujo pico de demanda ocorre no final da tarde. O excedente de energia produzido pelas fontes renováveis pode ser exportado para a distribuidora, gerando créditos ou receitas, ou armazenado se possível em um sistema de armazenamento, para uso posterior ou para vender à rede de distribuição em horário de ponta (Santos, 2018; Katiraei et al., 2008).

Além de depender das previsões de oferta e demanda de energia, a seleção e operação dos REDs inseridos em uma microrrede dependem também de conhecer a modalidade tarifária acordada com a distribuidora ou empresa local de energia, e as previsões de tarifas para as próximas 24 horas (Santos, 2018; Katiraei et al., 2008).

Além das fontes renováveis e dos sistemas de armazenamento, as microrredes frequentemente incluem geradores não-renováveis despacháveis. Os geradores a combustão interna, geralmente usando combustíveis fósseis, representam ainda a tecnologia de geração distribuída mais difundida, apesar da baixa eficiência e das emissões de poluentes. Isso ocorre em função do baixo custo de investimento inicial em relação a outras tecnologias. Em microrredes, geradores a combustão interna se mostra muito úteis devido à flexibilidade que proporcionam, à relativa rápida resposta dinâmica, a sua facilidade de transporte e da disponibilidade de combustível (geralmente diesel ou gás natural) (Kwasinski et al., 2016).

Em modo conectado, as unidades geradoras a combustão interna podem manter a potência constante, em níveis planejados pelo gerenciador de energia, independente de flutuações na demanda, já que quaisquer desequilíbrios momentâneos entre oferta e demanda podem ser absorvidos pela distribuidora. Já em modo ilhado, os REDs precisam sempre participar no balanço de potências e na manutenção da estabilidade do sistema, em geral empregando o método droop de frequência ou tensão (Santos, 2018; Katiraei et al., 2008).

Com custos marginais maiores que o da energia importada da rede de distribuição local os geradores a combustão interna são mais frequentemente utilizados como reserva para o caso de ilhamento. O uso de tais REDs em modo conectado, entretanto, pode justificar-se quando o preço de mercado da energia se mostrar muito alto em horários de ponta, ou se houver contratos muito restritivos quanto ao fluxo de energia entre a microrrede e a rede de distribuição local. Podem, por exemplo, ser usados para evitar condições de ultrapassagem da demanda contratada, quando esta existir, devido aos elevados valores de multa. Isto pode ocorrer caso as

reservas dos sistemas de armazenamento não sejam capazes de suprir o excedente de demanda sem incorrer na condição da ultrapassagem.

Nesses casos, cabe ao sistema gerenciador de energia determinar os níveis de produção de energia de cada unidade geradora da microrrede em cada intervalo de tempo, de maneira a minimizar os custos/maximizar benefícios. Esse problema de otimização, tradicionalmente conhecido como despacho econômico, problema de considerável complexidade, de natureza não linear e descontínua, nas microrredes vem sendo tratado como gerenciamento ótimo de energia ou seleção e operação ótimo de recursos energéticos distribuídos inseridos em uma microrrede (Kwasinski et al., 2016).

Os geradores a combustão, por serem flexíveis e controláveis, são muito úteis em condições de ilhamento. Entretanto apresentam a desvantagem de, em situações de calamidades públicas, dependerem muitas vezes de complexa logística para o abastecimento e estoque de combustíveis. O sistema de gerenciamento de energia, particularmente nessas situações, precisa considerar as incertezas quanto à disponibilidade e variações de custos de combustíveis. Em tais situações, as microrredes têm se mostrado especialmente interessantes, por integrar REDs renováveis, que geralmente não demandam logística complexa (Montoya et al., 2013; Kwasinski et al., 2016).

Os altos custos das microrredes, uma das principais barreiras para a difusão desta tecnologia, decorrem tipicamente dos altos custos dos REDs. Por isso, a manutenção dos REDs em faixas de operação com alto rendimento é essencial. Por este mesmo motivo, em muitos casos, sobretudo em microrredes com cargas térmicas, o uso de técnicas de cogeração, nas quais o calor gerado como subproduto por REDs que produzem aquecimento, como geradores a combustão ou células a combustível, são reaproveitados para abastecer cargas térmicas. Considera-se o uso da cogeração, atualmente, como mandatário para a viabilidade econômica de microrredes com cargas térmicas (Kwasinski et al., 2016).

No Brasil, em particular, os estudos sobre os possíveis impactos da participação das microrredes no mercado de serviços auxiliares ainda têm sido considerados incipientes, porém estima-se que as microrredes tenham potencial de trazer grandes benefícios ao sistema elétrico do país provendo tais serviços (Santos, 2018).

2.5 O problema de seleção e operação ótima de REDs na literatura

A seguir será analisado o problema de seleção e operação ótima de REDs encontrados na literatura destacando, entre outras coisas, quais são as variáveis de decisão, o atributo de valor utilizado na função objetivo para fazer a avaliação econômica, as características da função objetivo e das restrições, o tipo de modelo matemático e a técnica de solução adotada. Particularmente na função objetivo se verifica se são considerados os custos de investimentos, manutenção e operação dos REDs, a possibilidade de venda de energia excedente ou a compra

de energia da distribuidora local, as incertezas e o sua respectiva escolha e tratamento e a análise do risco.

Alvez (2015) apresenta um modelo de otimização que minimiza o custo de investimento e operação de REDs, com o objetivo de analisar o impacto provocado pelos diversos parâmetros de entrada no comportamento das variáveis envolvidas na seleção e modo de operação desses REDs. Este modelo considera várias possíveis fontes de geração, como: grupo motor-gerador, células a combustível, microturbinas, turbina eólica, painéis fotovoltaicos e banco de baterias. O problema se apresenta como de programação linear inteira mista e é utilizado o software GAMS para resolvê-lo. O software Excel é utilizado para inserir os dados de entrada no GAMS. O software R studio é utilizado para a geração de dados aleatórios de velocidade do vento e irradiação solar, quando estas tecnologias foram consideradas no estudo de caso.

Primeiramente apresenta um modelo determinístico, a partir do qual foi desenvolvido um modelo estocástico, considerando incertezas na demanda e na potência máxima disponível nos REDs renováveis. O autor conclui afirmando que as ferramentas desenvolvidas mostraram um bom desempenho do ponto de vista computacional e de resultados, constituindo dessa forma, um auxílio na hora da tomada de decisões.

Villalva e Ramos (2003) apresentam um modelo para minimizar os custos com o fornecimento de energia selecionando os melhores contratos de compra de energia no mercado livre. Considera um consumidor industrial com uma demanda de eletricidade e uma térmica. Para atender a demanda elétrica, existe um gerador a gás além do sistema de distribuição da concessionária. Já a demanda térmica, que é dividida entre a demanda de água quente e a demanda de vapor, é atendida por um sistema de cogeração em paralelo com uma caldeira a óleo.

O sistema de cogeração funciona reaproveitando do calor da exaustão do gerador a gás, que aquece uma caldeira de recuperação do calor e, finalmente, atende a demanda de vapor. Por outro lado, a água que sai do sistema de resfriamento do gerador aquecida é utilizada para atender a demanda de água quente da fábrica. A caldeira a óleo está disponível para atender a demanda térmica, caso o calor reaproveitado das outras fontes não seja o suficiente.

O modelo também é do tipo linear inteiro misto resolvido através do software GAMS. Algumas considerações são feitas com o objetivo de simplificação: não existe variação de temperatura e pressão nos sistemas térmicos e os custos de partida e parada não são considerados. Como o modelo tem por objetivo escolher um contrato ótimo para uma indústria, considera-se que está já em operação e, portanto, não são considerados os custos de instalação das tecnologias de geração.

Este estudo aborda um cenário de um ano. Como cada tipo de fornecimento costuma ser contratado por um período diferente do outro, foi considerado adequado tornar um ano o tempo de estudo. O modelo proposto foi aplicado em uma fábrica de celulose, localizada, na Espanha. O gerador a gás e a caldeira utilizados nesse estudo têm capacidade para atender a toda a demanda energética, de vapor e de água necessária para o funcionamento da fábrica.

Por outro lado, Villalva & Ramos (2004) descrevem um modelo estocástico de duas etapas que minimiza o custo de atendimento da demanda. A primeira etapa se relaciona com a seleção de diversos contratos para adquirir energia e combustíveis, enquanto a segunda envolve

a operação do sistema. As incertezas nos preços de energia e combustíveis se modelam através de uma árvore de cenários. Neste trabalho também se abordam vários métodos que permitem estimar o risco associado com as incertezas e se descreve de maneira simples como implementá-los em modelos do tipo linear inteiro misto. Os métodos de risco implementados neste trabalho são o valor em risco (Value at Risk) e o método chamado de valor máximo.

Firestone (2007) descrevem um modelo linear inteiro misto que permite realizar a gestão integrada de energia em uma microrrede. Este estudo é focado no despacho em tempo real dos REDs e considera os mesmos como implantados. Além disso, entre os REDs se contempla a utilização da resposta da demanda e armazenamento de energia térmica. Descreve o desenvolvimento e a aplicação de um algoritmo de otimização de despacho para sistemas de energia integrados composta por um sistema de cogeração, dispositivos de armazenamento de energia e resposta da demanda.

A grande diferença entre este modelo e os outros analisados é que a otimização considera um despacho diferente a cada hora, durante 36 meses. Isto é justificado pela característica da demanda, que varia ao longo do dia.

Este modelo não considera os custos de investimentos para instalação de cada recurso energético distribuído utilizado, considera apenas os custos de manutenção e operação fixos e variáveis. Além disso, nesse modelo não existe a possibilidade de venda de energia excedente, já que todos os cálculos são realizados baseando-se na demanda em tempo real.

O algoritmo é uma programação linear inteira e mista e resolvido, neste caso, através do software GAMS. O modelo é aplicado em quatro centros de processamento e distribuição do serviço postal dos Estados Unidos – United States Postal Service Processing and Distribution Centers (P&DC) – sob três diferentes estruturas tarifárias.

Binotto (2017) descreveu no seu trabalho um modelo que tem como objetivo analisar e valorar, de forma sistêmica, a produção e uso de biogás para fins energéticos em granjas de suínos do oeste do Paraná. Busca-se atender a demanda local com a energia produzida, possibilitando eventuais compras ou vendas de excedentes de energia quando existir a necessidade. O modelo integra oferta e demanda energética de forma a conseguir o menor custo que leve em conta as dimensões social, ambiental, política e econômica.

Para determinar se um projeto de geração distribuída é economicamente viável, esse modelo considera todos os possíveis benefícios econômicos e custos associados ao investimento, assim como os custos de operação e manutenção da unidade de geração. O modelo desenvolvido é de programação linear inteiro misto, o qual é resolvido utilizando-se técnicas clássicas de otimização, tendo como objetivo maximizar os benefícios econômicos da instalação da unidade de geração distribuída.

A alternativa ótima é escolhida dentro de uma lista com diversas tecnologias de conversão e tamanhos de unidades. Para cada uma dessas alternativas, devem ser conhecidos os custos de investimento, operação e manutenção, a potência nominal e o consumo de biogás. Além disso, o processo de otimização depende de algumas características particulares do investidor interessado na unidade, como sua curva de carga elétrica, a estrutura tarifária na qual se enquadra, o poder calorífico do biogás produzido, sua taxa de produção e a capacidade de armazenamento.

O modelo de análise de investimentos está escrito e é executado em General Algebraic Modeling System (GAMS) enquanto a interface com o usuário e os parâmetros de entrada e de saída é feita com uso do Microsoft Excel.

Em outro trabalho, Farzan (2013) apresenta um modelo que permite minimizar o custo de operação de uma microrrede inteligente em 24hs. Esse modelo estocástico se estrutura em duas etapas, uma associada à seleção do contrato diário de compra de energia e outra à operação do sistema. As incertezas nos recursos renováveis e na demanda são tratadas mediante uma árvore de cenários. Por outra parte, este modelo descreve alguns métodos que permitem avaliar o risco associado à operação e posteriormente descreve como implementar um modelo linear inteiro misto multiobjectivo, que minimiza, simultaneamente, o valor esperado do custo e o valor em risco condicional.

2.6 Conclusão

Fontes de recursos energéticos distribuídos conectados em uma microrrede são uma alternativa promissora para atender à crescente demanda por energia elétrica e térmica. Especialmente os recursos renováveis que estão próximo do consumo que podem reduzir os custos de transmissão e prover maior energia para os grandes centros.

Devido as economias de escala se percebem diminuição nos custos dos REDs que operam em uma microrrede e, portanto, se espera uma crescente utilização e inserção nas redes de distribuição. Também se faz necessário o entendimento do método tarifário acordado com a distribuidora ou empresa de energia com a modalidade a ser utilizada e previsão da tarifa.

Todos os modelos apresentados mostraram-se uma ferramenta bastante útil no auxílio a tomada de decisão quanto a seleção e operação de REDs e características importantes podem ser destacadas de cada modelo, a fim de compará-los. Porém, os modelos determinísticos não são mais adequados para resolver os problemas de seleção e operação de REDs inseridos em uma microrrede, sendo fundamental considerar o tratamento das incertezas.

E a partir dessas incertezas, e do modelo matemático estocástico, quantificar o risco se torna uma informação valiosa na hora de analisar um investimento. Permitindo estimar o mínimo benefício esperado que pode ocorrer por causa das incertezas. Portanto hoje, existem vários modelos matemáticos disponíveis na bibliografia. Entretanto, é necessário que o consumidor escolha o modelo que retorne aos parâmetros mais adequados ao seu caso.

Capítulo 3

Incerteza e Risco na decisão de investimentos

Existe um risco associado a todo investimento, visto que o sucesso dele depende de informações futuras incertas, as quais podem ser estimadas, mas não conhecidas com exatidão. A aleatoriedade do clima, de acontecimentos políticos e sociais e evolução da tecnologia são exemplos que ressaltam a incerteza sobre o futuro (Galesne, 1999).

O aumento da demanda e inserção de REDs com características incertas, criam uma expectativa de um futuro desafiador. Neste contexto, a análise de risco se torna uma ferramenta importante para auxiliar o investidor na tomada de decisão frente aos desafios que podem surgir devido às incertezas envolvidas.

Nesse sentido, neste capítulo serão abordados os conceitos teóricos básicos sobre incerteza e risco. Em seguida serão apresentados alguns tipos de riscos envolvidos na seleção e operação de REDs inseridos em uma microrrede. Por fim, será mostrado uma forma de analisar as incertezas, bem como aplicar a métrica de risco VaR e CVaR.

3.1 Decisões sob condições de incerteza

É difícil prever qual será o resultado futuro de decisões tomadas no presente devido ao conhecimento imperfeito sobre o clima, o ambiente econômico, os acontecimentos políticos e sociais, epidemias e pandemias e as descobertas científicas, que faz parte do caráter fundamental da incerteza (Galesne, 1999; Verma, 2018; Khodaei et al., 2015; Prodan e Zio, 2013; Villalva e Ramos 2004). Entretanto, diariamente, são tomadas decisões de investimento nessas condições, com o investidor assumindo riscos de resultados não desejados. É o risco que o investidor vai se esforçar em medir/reduzir, tentando prever, inclusive influenciar, a evolução futura dos parâmetros que são fontes de incertezas e que determinam a rentabilidade de seu investimento (Galesne, 1999).

É fundamental entender que risco e incerteza, embora ligados, são noções distintas. Um projeto de investimento com resultados incertos somente é arriscado quando alguns desses possíveis resultados são não desejados (Galesne, 1999). As incertezas associadas a projetos de geração de energia elétrica conduzem a valores de geração diferentes do planejado, ocasionando variações de custos e receitas (Alvez, 2015). Logo, existe um risco decorrente dessas incertezas,

ou seja, é possível que ocorram resultados não desejados, como perda de receitas ou elevação dos custos, afetando a atratividade esperada do projeto.

Problemas de investimentos em condições de incerteza são caracterizados pela necessidade de tomar decisões sem saber quais serão seus efeitos no futuro. São comuns em muitas áreas de aplicação e ainda é um desafio entender claramente os conceitos de incerteza e risco e a forma de resolver esse tipo de problemas. As ações decididas no presente terão consequências que não podem ser totalmente determinadas até um estágio posterior (Soroudi & Amraee, 2013; Khodaei et al., 2015; Ehsan, 2019; Verma, 2018; Rochafellar, 2001).

Como mencionado, a geração de energia elétrica é um exemplo de decisão em condições de incerteza, sem o conhecimento exato do futuro. Uma empresa de geração de eletricidade deve decidir a cada dia quanta energia produzir sem conhecer a demanda futura. Isso afeta a quantidade de carvão a ser comprado ou os tipos de contratos de compra/venda a ser negociados com outros agentes (EPE, 2018). No caso da geração distribuída, as principais fontes de incerteza estão relacionadas com a fonte primária de energia (disponibilidade do sol, vento, água ou biogás), a variação dos preços dos combustíveis dos REDs utilizados, quando for o caso, a variação da tarifa de energia elétrica e a demanda de energia elétrica ou térmica do consumidor (Farzan, 2013; Alvez 2015).

Fontes de incertezas

Ao avaliar uma alternativa de investimento é fundamental identificar as fontes de incertezas que têm influência determinante sobre sua rentabilidade: o montante de receitas e os custos anuais, a vida útil do bem investido, e o nível de rentabilidade do reinvestimento do fluxo de caixa resultante, são algum dos itens que devem ser analisados (Galesne, 1999).

A previsão das receitas depende diretamente da previsão da quantidade de produtos e serviços que serão vendidos e os preços com os quais os mesmos serão remunerados, sendo estes dois parâmetros revestidos de grande incerteza, particularmente no mercado de energia elétrica. Deve ficar claro que as fontes de incerteza desses parâmetros tem origem nas características dos produtos e serviços comercializados e na forma de organização do mercado.

Um projeto de investimento diz respeito a bens e equipamentos duráveis; assim, faz-se necessário efetuar previsões ao longo da vida útil esperada desses ativos. No entanto, o ambiente econômico, a evolução da tecnologia e mudanças nos gostos e nas necessidades dos consumidores podem tornar os bens e equipamentos mais baratos alguns anos à frente ou obsoletos antes da sua vida útil. Um equipamento não se deteriora apenas devido ao uso, mas também devido ao progresso técnico e suas consequências: o surgimento de equipamentos de melhor desempenho que permitem produzir a custos menores, sendo esta mais uma incerteza a ser considerada em um conceito inovador como as microrredes inteligentes.

Em relação aos custos variáveis, dos quais fazem parte os insumos e as despesas com mão-de-obra direta, a previsão é mais fácil em um sistema elétrico tradicional. A quantidade de fatores de produção por unidade utilizada no passado é um dado que o investidor pode esperar se manter, o qual pode não ser verdade quando se trata de um investimento com características

inovadoras como uma microrrede inteligente, com uma estrutura de custos diferente da empresa tradicional.

O entendimento dos parâmetros incertos, e das fontes das incertezas, é essencial antes da utilização de outras técnicas (Verma, 2018). De forma muito resumida, pode-se considerar que em uma microrrede existem, principalmente, dois tipos de parâmetros incertos: Parâmetros técnicos; e Parâmetros econômicos.

Os parâmetros técnicos podem ser de dois tipos: operacionais e topológicos. Os parâmetros operacionais incluem informações sobre o comportamento da demanda e os níveis de produção de fontes de energia renováveis. Os parâmetros topológicos contêm informações de rede, como interrupções forçadas da conexão com a distribuidora ou na própria microrrede, localização das unidades de geração, medidores etc. (Verma, 2018).

Os parâmetros econômicos são classificados em dois tipos: microeconômicos e macroeconômicos. Os parâmetros microeconômicos contêm informações sobre o custo de investimento em REDs e de fornecimento de combustível, custo de manutenção, custo do corte de carga e impostos e encargos do sistema. Os parâmetros macroeconômicos fornecem informações sobre o PIB da área, taxa de juros, políticas econômicas e regulamentação, dentre outros (Verma, 2018).

Esses parâmetros adquirem grande importância quando aumenta a participação de fontes renováveis na microrrede, como eólicas ou solares, e quando a microrrede possui muitos participantes nos processos de tomada de decisão da operação e do planejamento. A tomada de decisão sem técnicas de tratamento de incertezas e de avaliação do risco podem levar a resultados errados ou não ideais, particularmente quando as incertezas são elevadas.

Os REDs, de maneira geral intermitentes (renováveis), e outros recursos com característica flexível resultam em incerteza quanto ao nível de consumo ou produção de energia elétrica (Bell & Gill, 2018). A incerteza da demanda é modelada por uma curva de distribuição de probabilidades envolvendo o comportamento dos usuários do sistema (Guarizi, 2019; Villalva e Ramos, 2003; Pappala et al, 2009; Quevedo, 2009; Baziar e Kavousi-Fard, 2013; Farzan, 2013). Esse comportamento é influenciado pelas tarifas horárias e pela capacidade de reação do consumidor, com o consumo de energia aumentando nos horários com tarifas mais baratas. O sistema deve estar preparado para suportar a demanda simultânea da carga, a qual tem grande importância no planejamento da expansão.

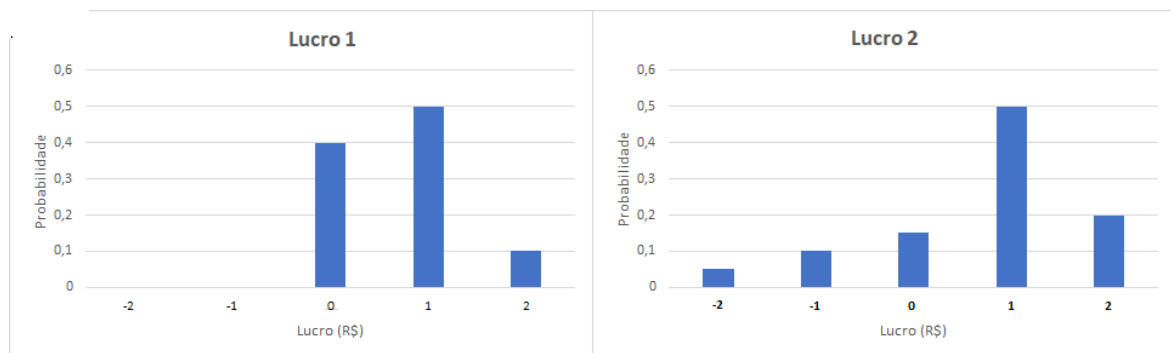
A incerteza na geração fotovoltaica e eólica é modelada por uma distribuição de probabilidades da capacidade de produção de energia diretamente associada à disponibilidade da fonte primária, a qual é caracterizada por apresentar intermitência.

3.2 Risco nas decisões de investimento

A decisão de investir pode ser modelada como um problema de otimização no qual busca-se maximizar uma função objetivo que representa o lucro esperado. Modelos desse tipo consideram que o tomador de decisão é neutro ao risco. Ou seja, o tomador de decisão se

concentra apenas no valor esperado do lucro, ignorando o restante dos parâmetros que caracterizam o lucro como uma variável aleatória. Ao considerar o risco do investimento, o tomador de decisão também avalia os valores do lucro nos piores cenários, além do valor esperado, mostrando que tem aversão ao risco (Conejo, 2013).

O conceito de risco é ilustrado na Figura 3.1, a qual mostra a função de distribuição de probabilidades discreta de duas variáveis indicadas como *lucro 1* e *lucro 2*. O valor esperado de ambas as variáveis é o mesmo, R\$0,7. Portanto, ambos os lucros são igualmente bons para um tomador de decisão neutro ao risco. No entanto, observe que o *lucro 1* é sempre positivo, ou seja, o tomador de decisão não experimentaria perda em nenhum cenário. Por outro lado, a probabilidade de ter um lucro negativo é de 0,15 no segundo caso. Portanto, pode-se concluir que o *lucro 2* envolve um risco ao existir cenários com resultados não desejados, o qual não ocorre com o *lucro 1* (Conejo, 2013).



Fonte: Adaptado de Conejo (2013).

Figura 3.1: Ilustração do conceito de Risco.

A incerteza relativa a cada um dos parâmetros utilizados no cálculo do lucro leva obrigatoriamente a uma variabilidade do resultado esperado do projeto e pode obrigar o investidor a correr um certo risco, o risco associado aos resultados não desejados. Como o nível de aversão ao risco é um parâmetro de entrada para todos os modelos considerados, um tomador de decisão deve conhecer antecipadamente o nível de risco que está disposto a assumir (Conejo, 2013).

Diante disso, é necessário conhecer a distribuição de probabilidades para cada uma das variáveis consideradas, a partir de dados históricos disponíveis ou de forma subjetiva para aquelas que não dispõem de histórico. Para auxiliar na formulação de probabilidades subjetivas pode se proceder ao levantamento de algumas informações, como os valores máximos e mínimos que essas variáveis poderiam assumir, os limites extremos, e o valor considerado como o mais provável, os quais permitirão a elaboração de uma distribuição mais assertiva (Galesne, 1999). Utilizando o método de Monte Carlo é possível considerar tantas combinações de valores, sorteados da função distribuição de probabilidades das variáveis aleatórias, quantas forem necessárias para ter uma ideia precisa da distribuição da rentabilidade de um projeto de investimento e de sua importância relativa.

3.3 Tratamento de incertezas através da árvore de cenários

Utilizar simulação Monte Carlo em um problema de programação matemática do tipo inteiro, como proposto no presente trabalho, é computacionalmente inviável na medida que aumenta o número de variáveis inteiras. Uma alternativa comum nestes problemas é trabalhar com cenários, que são representações particulares de como o futuro pode se desdobrar. Existem diversos métodos para gerar um lote de tais cenários (Mohammadi, 2020; Conejo, 2009; Growe-Kusha, 2003; Heitsch & Römis, 2003; Villalva & Ramos, 2003). O desafio, então, é como fazer bom uso dos cenários para chegar a uma decisão efetiva (Rochafellar, 2001).

A representação das incertezas por meio da árvore de cenários pode ser realizada em um modelo estocástico de duas etapas. Na primeira etapa, são tomadas as decisões do tipo “*here-and-now*” e, na segunda etapa, as do tipo “*wait-and-see*” (Alabedin, 2012; Alvez, 2015, Binotto 2017). Ou seja, a escolha tomada na primeira etapa trará certas consequências na segunda etapa que, ao menos em parte, não estarão sob o controle do tomador de decisão.

A ideia básica da técnica da árvore de cenários é decompor um problema complexo em problemas menores, e por isso mais fáceis de resolver, analisar as decisões relativas a esses problemas mais elementares e então combinar seus resultados a fim de deduzir uma solução ótima para o problema inicial.

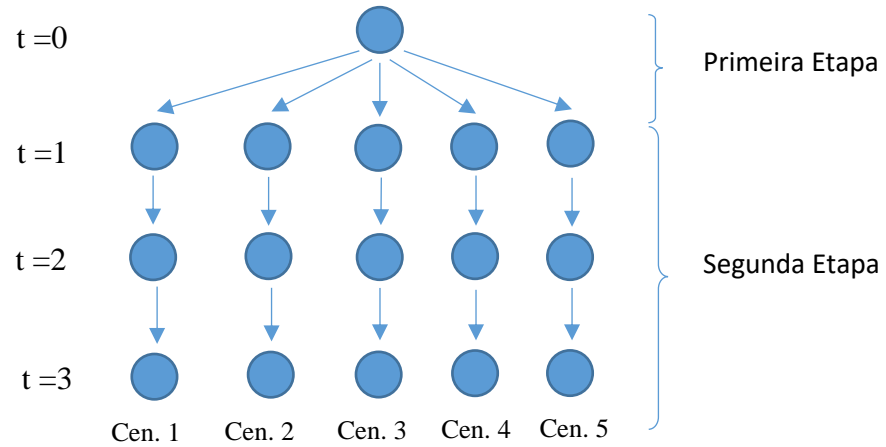
Considere um problema de tomada de decisão em que as decisões são tomadas em duas etapas e existe um processo estocástico representado por um conjunto de cenários. A decisão da primeira etapa é tomada antes de se conhecer o valor real do processo estocástico, enquanto a segunda etapa é determinada após a realização da primeira. Consequentemente, a decisão da segunda etapa depende da decisão da primeira etapa tomada anteriormente (Conejo, 2013). O processo de tomada de decisão é o seguinte.

1. Decisão da primeira etapa é tomada.
2. O processo estocástico é realizado.
3. A decisão da segunda etapa é tomada.

Neste processo de tomada de decisão, dois tipos diferentes de decisão são distinguidos (Growe-Kusha, 2003; Heitsch & Römis, 2007). No problema estudado neste trabalho primeiro se decide quais REDs serão adicionados à microrrede, isto é, qual será o investimento realizado. As decisões da segunda etapa dependem de cada cenário de realização do processo estocástico. Uma variável de decisão da segunda etapa é definida para cada cenário único considerado. No problema estudado determina-se, ao longo do tempo, a operação ótima dos REDs para cada cenário definido a partir das variáveis aleatórias consideradas.

A estrutura de decisão descrita é mostrada na Fig. 3.2. Uma árvore de cenário compreende um conjunto de nós e ramificações. Os nós representam estados do problema em um determinado instante, ou seja, os pontos em que as decisões são tomadas. Cada nó tem um único predecessor e pode ter vários sucessores. O primeiro nó é chamado nó raiz e corresponde ao início do horizonte de planejamento. No nó raiz são tomadas as decisões da primeira etapa. Os nós conectados ao nó raiz são os nós da segunda etapa e representam os pontos em que as

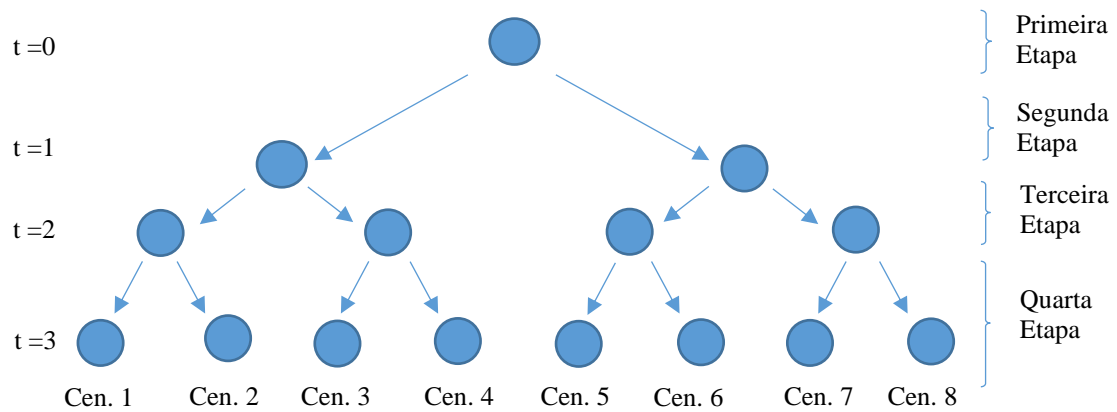
decisões da segunda etapa são tomadas. Para um problema de duas etapas, os nós da segunda etapa são iguais ao número de cenários. Em uma árvore de cenários, os ramos representam diferentes realizações das variáveis aleatórias (Conejo, 2013).



Fonte: Adaptado de Alabelin (2012).

Figura 3.2: Árvore de Cenários de duas etapas.

Para que todas essas decisões sejam ótimas, elas precisam ser derivadas simultaneamente, resolvendo um único problema de otimização, para que os relacionamentos entre as variáveis de decisão sejam devidamente contabilizados.



Fonte: Adaptado de Alabelin (2012).

Figura 3.3: Árvore de Cenários de várias etapas.

Em alguns casos, os problemas de tomada de decisão compreendem mais de duas etapas, configurando cenários de múltiplas etapas, como mostrado na Figura 3.3. O processo de tomada de decisão é o seguinte:

1. Decisão etapa 1 é tomada
2. O processo estocástico da etapa 1 é realizado
3. Decisão etapa 2 é tomada
4. O processo estocástico da etapa 2 é realizado
5. Decisão etapa 3 é tomada, e assim conforme as etapas necessárias.

Para a implementação do modelo será utilizada uma árvore de duas etapas, dado que sua estrutura se adéqua ao problema que se quer representar, como será exposto na sequência (Binotto, 2017; Alabedin, 2012). Um problema desse tipo tem como característica uma escolha, a qual deve ser feita entre outras possíveis, e essa escolha deve ser avaliada do ponto de vista de certas consequências que, ao menos em parte, não estarão sob o controle do tomador de decisão.

3.4 Valor em Risco e Valor Condicional em Risco

Na linguagem moderna o termo risco significa “perigo de perda” e é nesse sentido que será considerado no presente trabalho. Para medir esse risco é preciso definir primeiro a variável de interesse. A melhor maneira de medir o risco a partir da variável de interesse é utilizando funções de distribuição de probabilidades (Jorion, 2007, Binotto, 2017). Os riscos financeiros, por exemplo, são criados pelos efeitos de fatores financeiros sobre essa variável e o gerenciamento dos riscos tornou-se um aspecto essencial da engenharia financeira (Jorion, 2007).

O controle do risco constitui uma questão importante ao formular modelos de programação estocástica, incluindo na formulação do problema um termo que mensure o risco associado a uma distribuição de lucros. Este termo é geralmente referido como risco funcional ou medida de risco.

Para decidir entre as medidas de risco que podem ser encontradas na literatura segundo Choudhry(2006), Jorion(2007) e Araújo & Montini(2014), dois aspectos devem ser considerados: a formulação matemática das medidas e a definição de risco para o tomador de decisão (Villalva & Ramos, 2004). Por um lado, tem-se um modelo de programação linear inteira mista que não admite que medidas não lineares sejam praticamente solucionáveis. Por outro lado, o tomador de decisão do problema sendo tratado percebe o risco como o potencial de altos custos e, portanto, medidas que penalizam baixos custos são inadequadas.

Os métodos Valor em Risco (VaR) e Valor Condicional em Risco (CVaR) atendem os dois aspectos citados anteriormente e são consideradas medidas de risco mais intuitivas para o tomador de decisão, portanto foram selecionadas para este trabalho. Os dois métodos permitem

identificar cenários futuros desfavoráveis, podendo ser calculada a perda decorrente desses cenários (Binotto, 2017; Villalva & Ramos, 2004; Jorion, 2007).

3.4.1 Valor em Risco

O VaR representa o nível de perda que em um horizonte de tempo pré-especificado não será excedida com um determinado nível de confiança (Jorion, 2007). O VaR é uma medida de risco estatístico de perdas potenciais, indica um valor pessimista para o resultado de uma carteira de recursos. Essa medida de risco é amplamente difundida devido a sua aplicabilidade para diferentes tipos de investimentos e a sua facilidade de cálculo, de uso e de verificação (Binotto, 2017; Aguiar, 2008; Garcia, 2004; Maffra, 2013).

Suponha que o VaR de determinada carteira de recursos é R\$500 mil, tem um nível de confiança $\alpha = 95\%$ em um horizonte temporal de um dia. Então, nesse dia, há 5% ($1-\alpha$) de chance de o resultado dessa carteira ser inferior ao valor de R\$500 mil. Tradicionalmente, o intervalo de confiança adotado é de 95% a 99% (Mafra, 2013).

De forma gráfica, considere que os lucros anualizados obtidos ao investir em um ativo sigam uma distribuição de probabilidade contínua, como na Figura 3.4. Nesse caso, α representa o nível de confiança definido pelo investidor. O VaR_α representa o menor lucro total anual tal que sua probabilidade de ocorrência seja menor ou igual ao nível de confiança (α) definido pelo investidor, ou seja, os piores cenários ocorrem com uma probabilidade de $(1-\alpha)$ e os melhores cenários ocorrem com uma probabilidade de (α) .

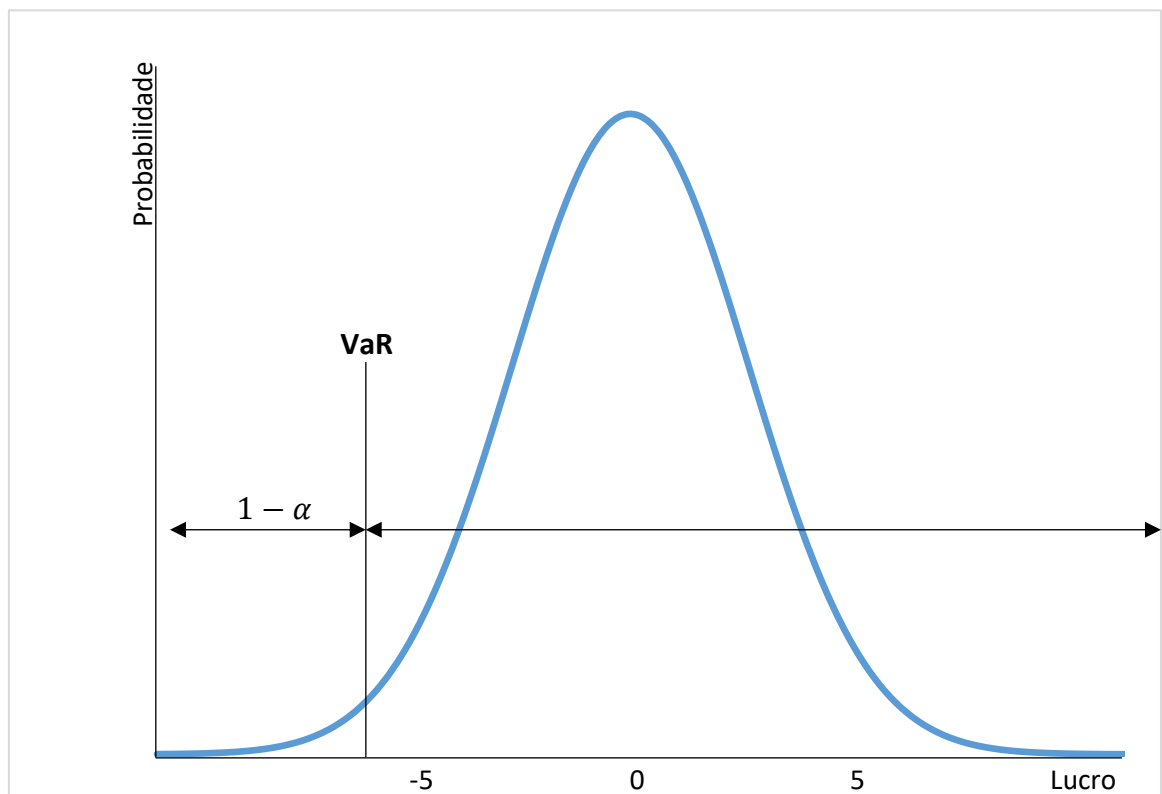


Figura 3.4: Distribuição de ganhos - Valor em Risco (VaR).

Na Figura 3.5 é apresentada a curva de distribuição de probabilidade das perdas do mesmo problema. Nesse caso, a probabilidade de ocorrer perdas maiores que o VaR é de $(1-\alpha)$.

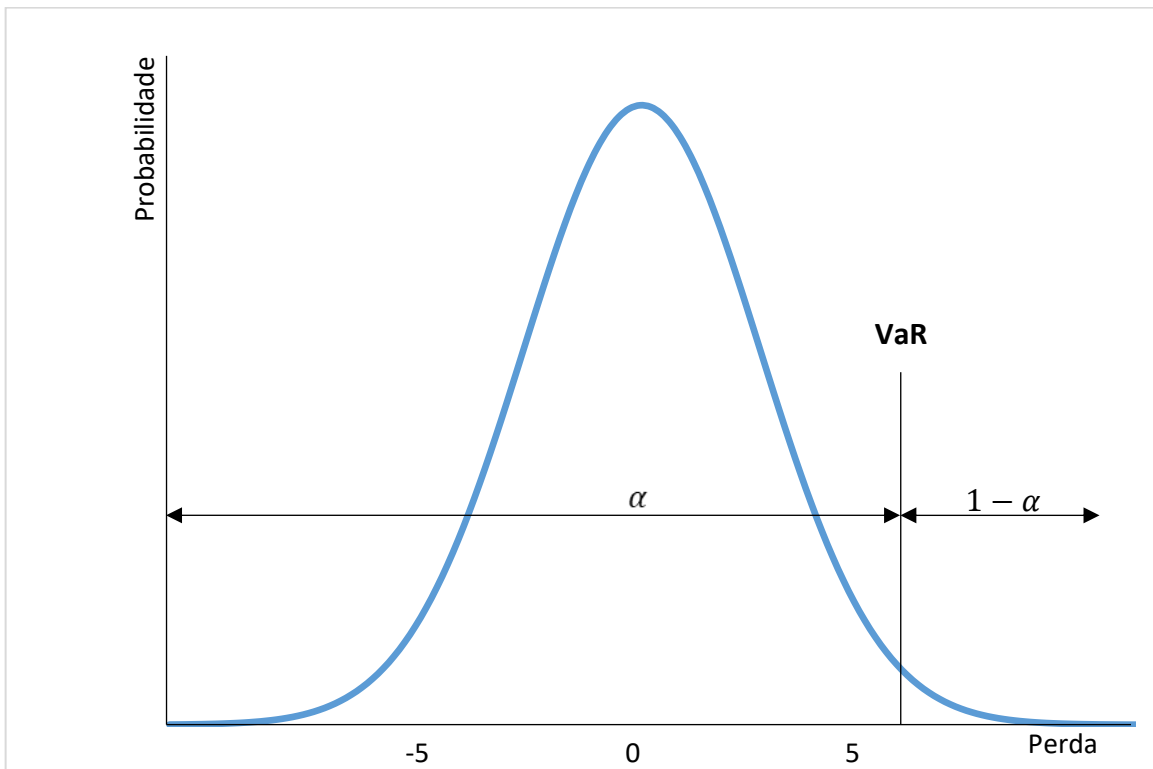
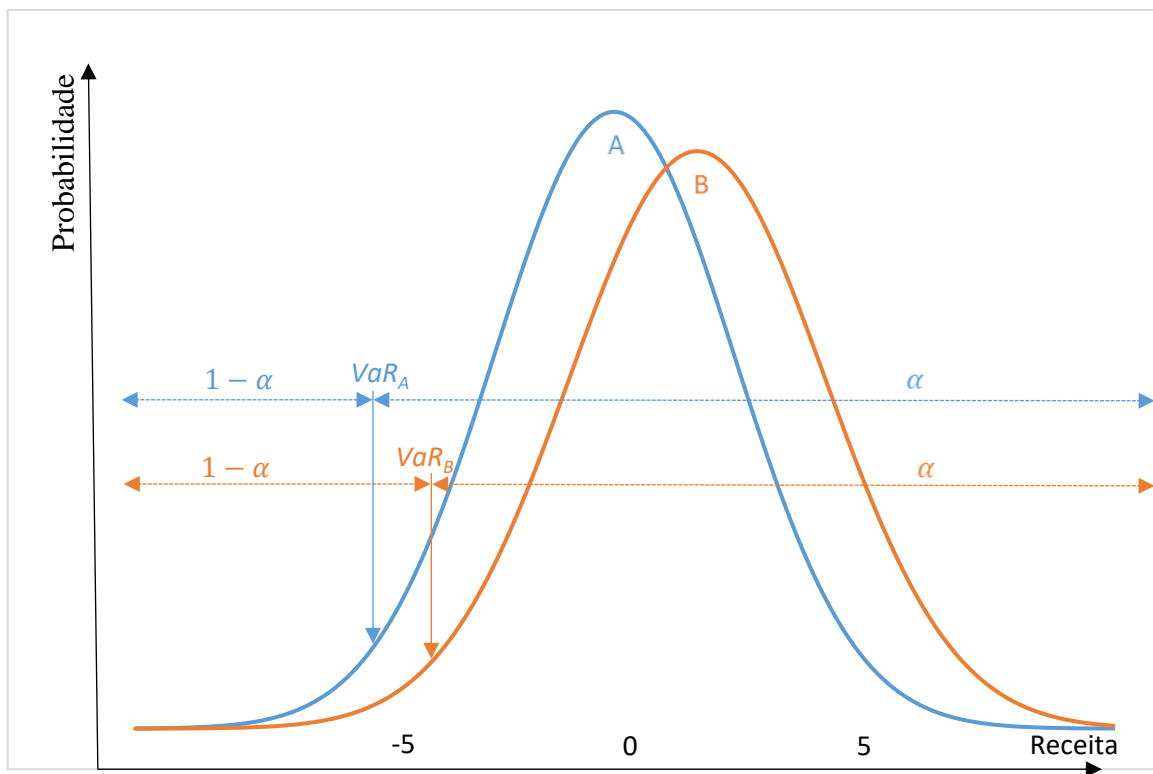


Figura 3.5: Distribuição de perdas - Valor em Risco (VaR).



Fonte: própria

Figura 3.6: Valor em Risco (VaR) de dois ativos.

O VaR permite ao tomador de decisão analisar soluções obtidas com diferentes níveis de confiança e comparar o risco de diversas decisões possíveis. Como aspecto negativo está o fato de que insere variáveis binárias na formulação do modelo de otimização, aumentando consideravelmente o tempo computacional, apesar de ser necessária apenas uma variável binária por cenário (Villalva & Ramos, 2004).

Para avaliar a decisão entre dois ativos, considere as curvas de distribuição de probabilidade das receitas anuais dos ativos “A” e “B”, como mostra a Figura 3.6. O nível de confiança estabelecido pelo investidor é $\alpha = 95\%$. É possível perceber que o investimento no ativo “A” tem um risco maior de obter resultados não desejados do que o investimento no ativo “B”, para o mesmo nível de confiança, usando como métrica o VaR. Isto é, o menor valor do VaR do investimento “A” indica que os 5% dos resultados menos desejados são piores que os 5% dos resultantes do investimento “B”. Colocando de outra forma, no caso do investimento “A” se espera que 5% das receitas sejam inferiores a VaR_A e no investimento “B” os 5% das piores receitas serão inferiores a VaR_B , sendo que $VaR_A < VaR_B$.

3.4.2 Valor Condicional em Risco

O VaR é uma medida de risco não coerente porque o VaR de uma combinação de variáveis aleatórias pode ser maior do que a soma dos VaR de cada uma delas, o qual não se verifica com o CVaR, sendo mais apropriada para gerenciar o risco financeiro. O VaR também não fornece informação a respeito do tamanho da perda esperada que supera o VaR.

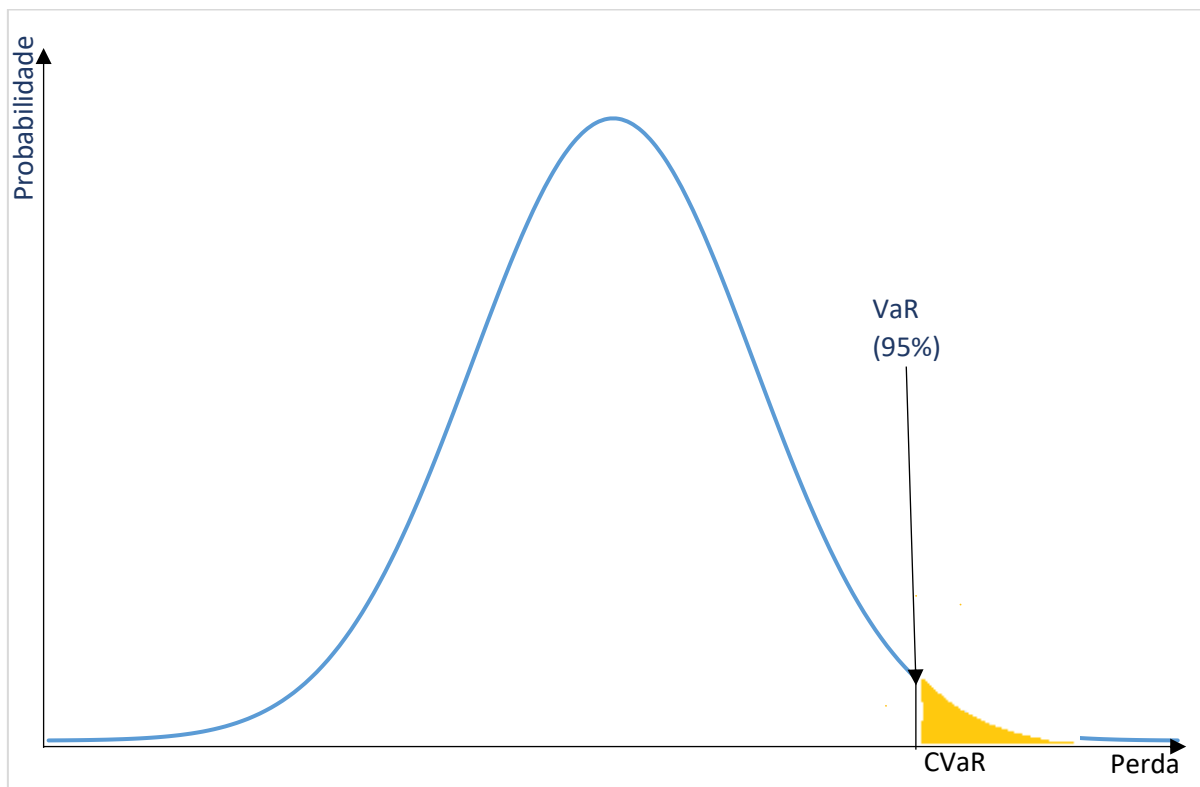


Figura 3.7: Valor Condicional em Risco (CVaR).

A medida CVaR complementa a informação da medida VaR informando o valor esperado da perda que ocorre com a frequência $(1 - \alpha)$ ou seja, informando o valor esperado da perda, ou uma vez que esta é maior que o VaR. Portanto, a medida CVaR leva em consideração o formato da cauda de distribuição das perdas, enquanto VaR não o faz, dado certo nível de confiança (Araújo & Montini, 2015; Maffra, 2013). Por exemplo, considere que o VaR de um determinado investimento seja R\$500 mil com um nível de confiança de 95%. O VaR indica que existe uma probabilidade de 5% de ocorrer uma perda maior que 500 mil, porém não informa o valor esperado da perda.

Para ilustrar o conceito de CVaR considere que as perdas anuais resultantes do investimento em um ativo sigam uma distribuição de probabilidade contínua, como na Figura 3.7. Nesse caso, $\alpha = 95\%$ representa o nível de confiança definido pelo investidor e o CVaR mostra o valor da perda média esperada.

A característica do VaR o torna uma medida perigosa para gerenciar portfólios contendo ativos com distribuições que apresentam caudas pesadas ou ativos com dependência de cauda. Isto pode ser observado ao avaliar os ativos “A” e “B”, cujas receitas anuais seguem as distribuições de probabilidade contínuas mostradas na Figura 3.8. Os dois ativos possuem o “mesmo VaR”, porém a distribuição de probabilidade das receitas do ativo “B” apresenta uma cauda pesada que pode se traduzir em um investimento mais arriscado, e é essa medida que se traduz no CVaR.

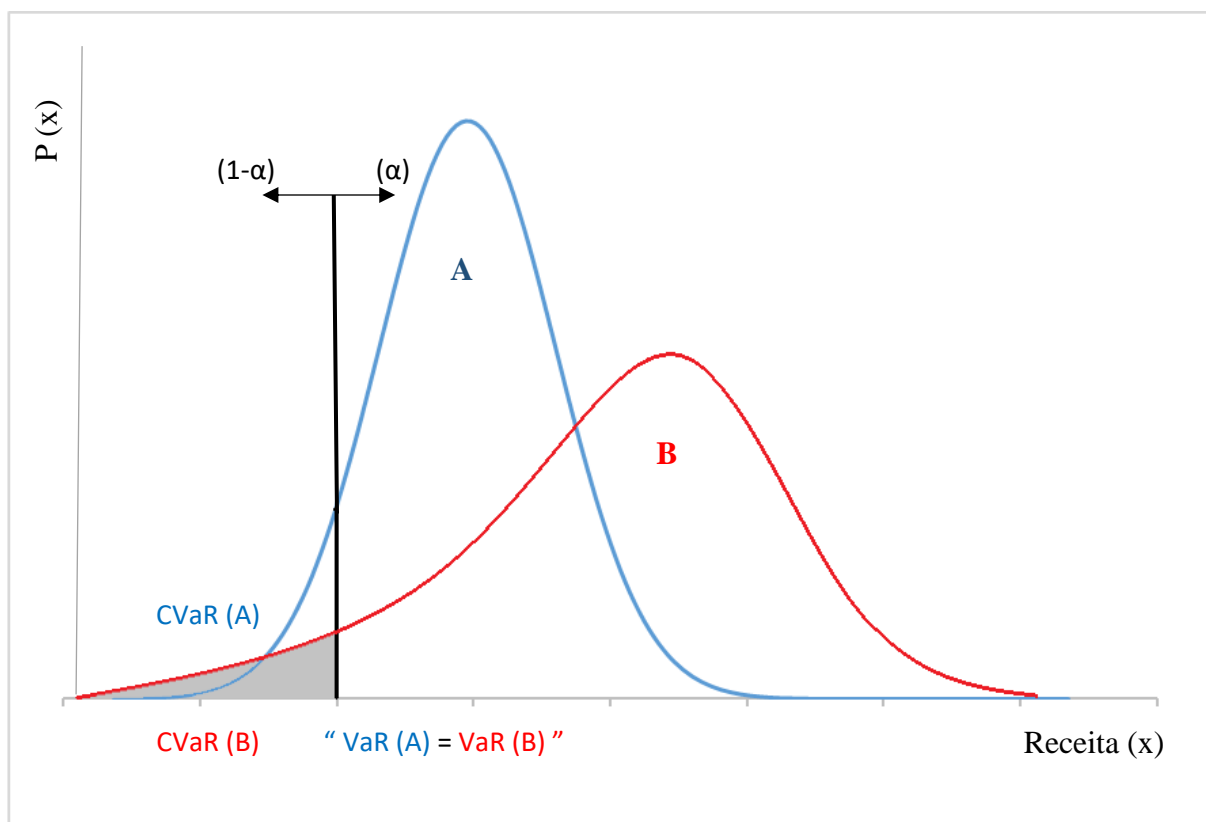


Figura 3.8: VAR e CVAR com duas curvas de distribuição de probabilidade da receita.

As estimações de CVaR são difíceis porque são baseadas em amostras da cauda da distribuição de probabilidade. Como o número de amostras na cauda da distribuição geralmente

não é grande as estimativas feitas não são precisas. Assim, enquanto o VaR é frequentemente calculado usando dados de mercado, para o CVaR geralmente é necessário adotar um modelo para a distribuição das caudas, ajustando o mesmo aos dados disponíveis.

Apesar desta dificuldade, o CVaR tem uma propriedade fundamental para a otimização de portfólios: é uma função convexa. A importância deste fato fica claro ao considerar a quantidade de métodos existentes na literatura para a otimização de funções convexas. O CVaR também pode ser modelado como um problema linear, o qual é explorado no presente trabalho (Villalva & Ramos, 2004).

3.5 Conclusão

Neste capítulo foram abordados os conceitos básicos sobre incerteza e risco. Tais conceitos permitem identificar quais são as incertezas inerentes ao processo de valoração da receita de REDs inseridos em uma microrrede.

Neste sentido, o próximo capítulo será realizado a modelagem matemática das incertezas e a quantificação do risco. No presente trabalho, serão utilizadas as incertezas da demanda, geração eólica e solar, pois essas, impactam diretamente na receita.

A partir da curva de distribuição de probabilidade, é possível identificar e associar uma probabilidade aos resultados desejados ou não desejados pelo investidor, o que pode ser feito por meio da métrica de Risco VaR e, uma análise ainda mais apurada com a métrica de risco CVaR. Assim com o método de árvore de cenários para análise das incertezas, o VaR e o CVaR foram escolhidos para obtenção dos resultados.

Capítulo 4

Formulação Matemática

Neste capítulo é apresentado o modelo matemático de otimização para a seleção e operação de REDs no contexto de uma microrrede de energia elétrica. A implementação computacional do modelo permite dispor de uma ferramenta de apoio no momento de analisar investimento em REDs.

Primeiramente será apresentado um modelo matemático de otimização determinístico que permite selecionar REDs considerando o custo de investimento e de operação, sendo este último representado de forma simplificada. Posteriormente são incorporadas as incertezas, obtendo um modelo estocástico de duas etapas considerando uma postura neutra ao risco por parte do tomador de decisões. Finalmente, com base nesse modelo estocástico, são contempladas as medidas de risco escolhidas.

4.1 Modelo matemático determinístico

O modelo determinístico não contém nenhuma variável aleatória, sendo os dados de entrada considerados como valores esperados, resultado em um único conjunto de resultados fornecido pelo algoritmo. A função objetivo a maximizar (4.1) representa o benefício anual a ser obtido com a inserção de REDs na microrrede, decorrente da diferença entre a receita proveniente da venda de energia elétrica e os custos anualizados com investimento, operação e manutenção dos REDs. Também é considerada como receita o custo evitado com a compra de energia elétrica e de combustível.

$$Z = -ZINV * FA - ZEMO + ZVEN + ZECO \quad (4.1)$$

Onde:

<i>ZINV</i>	Custo de investimento em REDs (R\$)
<i>ZEMO</i>	Custo de operação e manutenção por ano (R\$/ano)
<i>ZVEN</i>	Receita com a venda dos excedentes de energia (R\$/ano)
<i>ZECO</i>	Custo evitado com a compra de energia da concessionária e de combustível (R\$/ano)
<i>FA</i>	Fator de anualização igual a $\left[\frac{i}{1-(1+i)^{-NT}} \right]$
<i>i</i>	Taxa de remuneração do capital investido
<i>NT</i>	Vida útil do RED sendo avaliado (anos)

Na equação (4.2) mostra-se como é obtido o custo de investimento associado aos REDs sendo avaliados para a inserção na microrrede:

$$ZINV = \sum_{I=1}^{NA} CINV_I \cdot X_I \quad (4.2)$$

Onde:

$CINV_I$ Custo de investimento do RED I (R\$)

X_I Variável inteira que recebe um valor diferente de zero quando o RED I é selecionado

Através da equação (4.3) é determinada a receita obtida ao longo de um ano com a venda de energia, multiplicando-se o preço de venda pela quantidade de energia excedente gerada em cada hora h , de cada dia típico d de semana e final de semana, em cada mês m .

$$ZVEN = \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=sem, fds} QD_d \cdot \sum_{h=1}^{24} TV_{m,d,h} \cdot PV_{m,d,h} \quad (4.3)$$

Onde:

$$PV_{m,d,h} = \sum_{I=1}^{NA} PVI_{I,m,d,h} \quad (4.4)$$

QD_d Quantidade de dias em cada dia típico de semana e final de semana indicado pelo subíndice d ;

$TV_{m,d,h}$ Preço da venda da energia excedente em cada hora h , de cada dia típico d de cada mês m (R\$/kWh);

$PV_{m,d,h}$ Potência com a qual é gerada a energia excedente em todos os REDs da microrrede para venda à distribuidora em cada hora h , de cada dia típico d de cada mês m (kW);

$PVI_{I,m,d,h}$ Potência com a qual é gerada energia excedente pelo RED I para venda à distribuidora (kW)

m Índice dos meses do ano;

d Índice para indicar os tipos de dias (semana *sem* e final de semana *fds*).

O custo evitado na conta de energia pelo conjunto de unidades consumidoras que fazem parte da microrrede é obtido através da equação (4.5). O primeiro termo está associado ao custo evitado com a compra de energia, parte da qual será fornecida internamente pelos REDs, deixando de ser atendida pela concessionária. O segundo termo mostra a redução na fatura devido à menor demanda contratada nos horários fora de ponta e finais de semana, já que parte da demanda total passa a ser atendida pelos REDs da microrrede. E o terceiro termo leva em conta a redução na demanda contratada durante os horários de ponta.

$$ZECO = \sum_{m=1}^{12} \sum_d QD_d \cdot \sum_{h=1}^{24} TF_{m,h} (PD_{m,d,h} - PC_{m,d,h}) + [12 \cdot TDF \cdot (DMF - DCF) + 12 \cdot TDP \cdot (DMP - DCP)] \quad (4.5)$$

Onde:

$TF_{m,h}$	Tarifa de compra de energia para cada mês e hora (R\$/kWh)
$PD_{m,d,h}$	Potência com a qual é consumida a energia na microrrede (kW);
$PC_{m,d,h}$	Potência com a qual é comprada energia elétrica da distribuidora (kW);
TDF	Tarifa da demanda no horário fora de ponta (R\$/kW);
DMF	Demanda contratada sem REDs no horário fora de ponta (kW);
DCF	Demanda contratada no horário fora de ponta após instalação de REDs (kW);
TDP	Tarifa da demanda no horário de ponta (R\$/kW);
DMP	Demanda contratada sem REDs no horário de ponta (kW);
DCP	Demanda contratada no horário de ponta após instalação de REDs (kW).

Embora o modelo matemático seja descrito levando em conta a estrutura tarifária horosazonal de energia elétrica do Brasil, o algoritmo computacional foi desenvolvido de forma tal a ser possível também utilizar a estrutura tarifária horária. No modelo proposto por Lotero e Colombari (2015), o investidor pode estar enquadrado na tarifa convencional, verde ou azul, nas quais o preço da energia e da demanda contratada difere nos horários de ponta e fora de ponta, sendo esse modelo posteriormente aperfeiçoado para incorporar tarifa horária.

É necessário garantir que a demanda contratada da distribuidora seja maior que a potência necessária de cada mês, considerando-se todos os meses do ano, conforme expressado nas restrições conforme equação (4.6), (4.7) e equação (4.8) a seguir.

$$DCF \geq PC_{m,sem,hf} \quad (4.6)$$

$$DCF \geq PC_{m,fds,h} \quad (4.7)$$

$$DCP \geq PC_{m,sem,hp} \quad (4.8)$$

Na equação (4.9) os custos de manutenção e operação foram divididos em custos fixos e custos variáveis. Os custos fixos, indicados no primeiro termo da equação, só dependem da instalação da unidade e os custos variáveis dependem do tempo de operação da unidade de geração, como podem ser vistos no segundo termo.

$$ZMEO = \sum_{I=1}^{NA} CF_I \cdot X_I + \sum_{I=1}^{NA} \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=sem, fds} QD_d \cdot \sum_{h=1}^{24} CV_I \cdot (PI_{I,m,d,h} + PVI_{I,m,d,h}) \quad (4.9)$$

Onde:

CF_I	Custo fixo de operação e manutenção da alternativa I (R\$/ano);
CV_I	Custo variável de operação e manutenção da alternativa I (R\$/kWh);
$PI_{I,m,d,h}$	Potência com a qual é gerada energia pelo RED I para atender à demanda interna (kW);

$PVI_{I,m,d,h}$ Potência com a qual é gerada energia excedente pelo RED I para venda à distribuidora (kW)

Considera-se que a demanda da microrrede pode ser atendida pelos REDs e pela concessionária de distribuição, conforme descreve a equação (4.10):

$$\sum_{I=1}^{NA} PI_{I,m,d,h} + PC_{m,d,h} = PD_{m,d,h} \quad (4.10)$$

Foram inseridas as restrições a seguir para impedir a compra e venda simultânea de eletricidade da concessionária. Como indicado em (4.11), somente uma das variáveis binárias pode assumir o valor 1, forçando que somente a potência com a qual é comprada energia da concessionária (4.12) ou a potência com a qual é vendida energia para a mesma (4.13), seja diferente de zero.

$$ZDM_{m,d,h} + ZDG_{m,d,h} \leq 1 \quad (4.11)$$

$$PC_{m,d,h} \leq ZDM_{m,d,h} * M \quad (4.12)$$

$$PV_{m,d,h} \leq ZDG_{m,d,h} * M \quad (4.13)$$

Onde:

M	Constante de valor elevado
$ZDM_{m,d,h}$	Variável binária que recebe 1 quando a parcela do consumo é atendida pela energia elétrica comprada da concessionária;
$ZDG_{m,d,h}$	Variável binária que recebe 1 quando a parcela do consumo é atendida pela energia gerada pela tecnologia.

Também devem ser respeitados os limites de geração de cada um dos REDs, conforme consta na equação (4.14). O valor de CAP_I se refere à capacidade máxima da unidade I (kW), quando esta é despachável. Para as fontes eólicas e fotovoltaicas esse parâmetro depende, respectivamente, do valor esperado de disponibilidade de vento e de irradiação solar em cada hora do dia e em cada mês, de acordo com as previsões na região onde a microrrede está instalada.

$$PI_{I,m,d,h} + PV_{I,m,d,h} \leq CAP_I \cdot X_I \quad (4.14)$$

Finalmente, a restrição apresentada na equação (4.15) pode ser utilizada para garantir que pelo menos uma unidade de geração seja instalada quando a alternativa mais atrativa é não realizar nenhum investimento. Com isso é possível comparar o melhor investimento com essa alternativa de não investir em nada.

$$\sum_{I=1}^{NA} X_I \geq 1 \quad (4.15)$$

4.2 Modelo matemático estocástico

Ao considerar variáveis incertas ao longo do tempo, o modelo passa a ter característica estocástica. Isto é, tal modelo não oferece uma solução única, mas apresenta uma distribuição de soluções associadas a uma probabilidade (Binotto, 2017; Alvez, 2015; García, 2004).

Da teoria das probabilidades, um processo estocástico é uma família de variáveis aleatórias utilizadas como entrada, que levam a saídas aleatórias, representando a evolução de um sistema de valores no tempo. Mesmo que se conheça a condição inicial, existem várias, por vezes infinitas, direções nas quais o processo pode evoluir. Assim, as saídas devem ser tratadas como estimativas estatísticas das características reais de um sistema, ou seja, mais próxima da realizada (Ahmed et al., 2014).

Deve-se destacar que as restrições possuem a mesma estrutura que no caso determinístico, porém na sua versão estocástica. Isso pode ser feito de forma simples adicionando um índice, de maneira que as variáveis possam ser discriminadas também por cenários. Para um conjunto de cenários, é possível reproduzir o comportamento do sistema com todas as possibilidades e combinações. Assim, a formulação de programação linear inteira mista determinística é estendida a um modelo de programação estocástica de dois estágios para levar em consideração parâmetros aleatórios que possuem distribuições probabilísticas discretas e finitas (Ahmed et al., 2014). O objetivo desse modelo é maximizar o lucro esperado, e ao mesmo tempo minimizar o risco financeiro em todos os níveis de lucro. A incerteza nos parâmetros de entrada é modelada através de um número finito de cenários independentes.

Desta forma, antes de incorporar as medidas de risco, nesta seção são apresentadas as mudanças necessárias para a incorporação das incertezas no modelo anterior. As variáveis incertas são consideradas na forma de cenários com os quais é formada uma árvore de cenários. Isto é, para cada variável aleatória será definido um número adequado de cenários, cada um com uma probabilidade de ocorrência, que serão combinados para formar a árvore de cenários que indicará a probabilidade $P(s)$ de que ocorra o cenário s da árvore (Binotto 2017; Alvez, 2015; García, 2004).

A equação (4.16) permite obter o custo esperado de implantação, por exemplo, de uma unidade de geração de energia elétrica. O primeiro termo dessa equação indica o custo $C(x)$ da decisão da primeira etapa, relacionada à seleção da tecnologia que ocorre no início do processo. Já o segundo termo está relacionado ao custo da decisão da segunda etapa, representado pelo somatório do custo de operação da tecnologia selecionada em cada cenário s multiplicado pela sua respectiva probabilidade de ocorrência $P(s)$.

$$CustoE = C(x) + \sum_s (P(s) \times q(x, s)) \quad (4.16)$$

Na função objetivo e nas restrições, deve ser adicionado o subíndice s , que indica o cenário sendo avaliado, nas variáveis que são afetadas pela incerteza nos parâmetros de entrada.

$$Z = -ZINV \cdot FA + \sum_s [P_s (ZVEN_s + ZECO_s - ZEMO_s)] \quad (4.17)$$

$$ZINV = \sum_{I=1}^{NA} CINVI \cdot X_I \quad (4.18)$$

$$ZVEN_s = \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=sem, fds} QD_d \cdot \sum_{h=1}^{24} TV_{m,h} \cdot PV_{s,m,d,h} \quad (4.19)$$

$$ZECO_s = \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=sem, fds} QD_d \cdot \sum_{h=1}^{24} TF_{m,h} \cdot (PD_{s,m,d,h} - PC_{s,m,d,h}) + 12 \cdot TDF \cdot (DMF_s - DCF_s) + 12 \cdot TDP \cdot (DMP_s - DCP_s) \quad (4.20)$$

$$ZMO_s = \sum_{I=1}^{NA} CF_I \cdot X_I + \sum_{l=1}^{NA} \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=1}^2 QD_d \sum_{h=1}^{24} [CV_I \cdot (PI_{s,l,m,d,h} + PVI_{s,l,m,d,h})] \quad (4.21)$$

$$DCF_s \geq PC_{s,m,d,hf} \quad (4.22)$$

$$DCF_s \geq PC_{s,m,d,h} \quad (4.23)$$

$$DCP_s \geq PC_{s,m,d,hp} \quad (4.24)$$

$$\sum_{I=1}^{NA} PI_{s,l,m,d,h} + PC_{s,m,d,h} = PD_{s,m,d,h} \quad (4.25)$$

$$PI_{s,m,d,h} + PV_{s,m,d,h} \leq CAP_I \cdot X_I \quad (4.26)$$

$$PV_{s,m,d,h} = \sum_{I=1}^{NA} PVI_{s,l,m,d,h} \quad (4.28)$$

$$ZDM_{s,m,d,h} + ZDG_{s,m,d,h} \leq 1 \quad (4.27)$$

$$PC_{s,m,d,h} \leq ZDM_{s,m,d,h} * M \quad (4.28)$$

$$PV_{s,m,d,h} \leq ZDG_{s,m,d,h} * M \quad (4.29)$$

Após as alterações necessárias no modelo devido à consideração das variáveis incertas, parte-se, na próxima seção, para a incorporação das medidas de risco selecionadas, adequadas para o tipo de problema em estudo.

4.3 Incorporação das medidas de risco

Os tomadores de decisão geralmente são avessos ao risco, ou seja, tomam decisões não apenas observando o lucro esperado, mas também levando em conta a possibilidade de obter lucros baixos, ou inclusive perdas, que representam resultados não desejados. A formulação matemática desenvolvida na seção anterior é baseada numa atitude de neutralidade frente ao risco por parte do investidor, sendo necessário incorporar uma medida de risco que permita que

o tomador de decisão, normalmente avesso ao risco, consiga avaliá-lo e fazer a gestão dos mesmos.

4.3.1 Incorporação da medida de risco VaR

A partir da árvore de cenários pode ser obtida a função distribuição de probabilidade discreta do custo total anual, como mostra a Figura 4.1. Nesse caso, α representa o nível de confiança definido pelo investidor. O *VaR* é o custo total anual que não será excedido com o nível de confiança (α) (Binotto, 2017; Alvez, 2015; Villalva & Ramos, 2004). Para exemplificar, suponha que o α definido pelo investidor seja de 95% e o *VaR* seja de R\$200 mil. Então, pode-se dizer que o custo total anual será inferior ou igual a R\$200 mil em 95% dos casos.

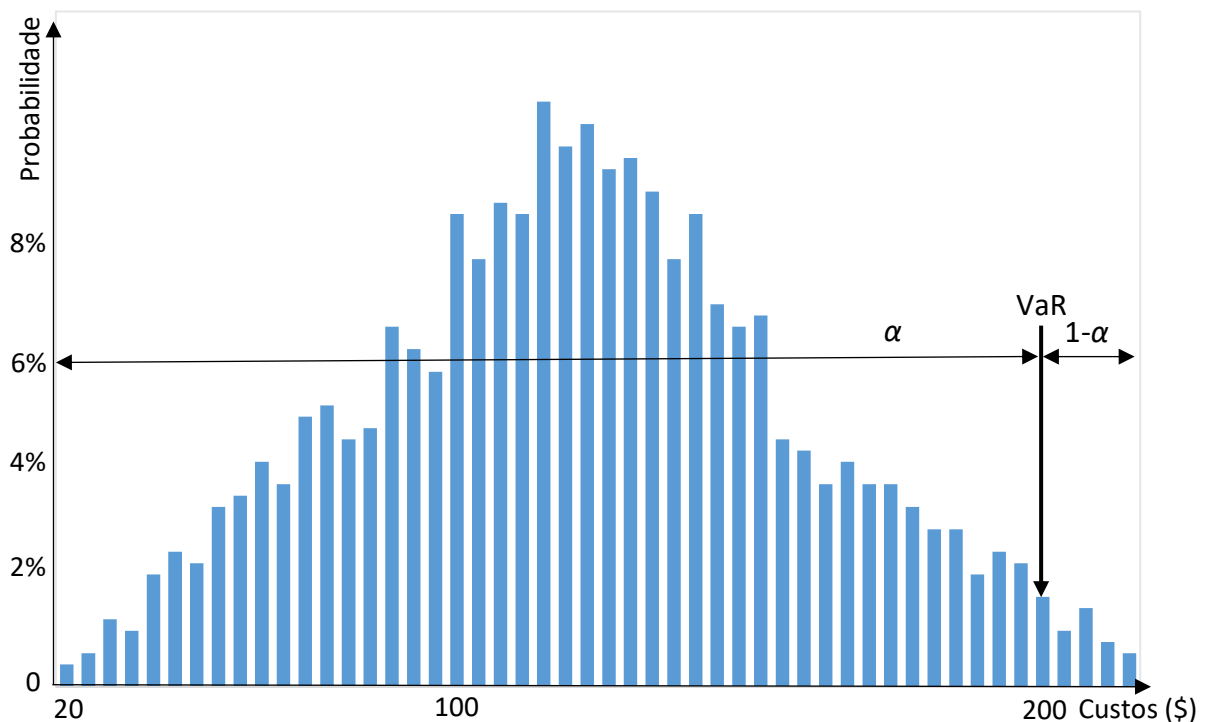


Figura 4.1: Distribuição de probabilidade discreta dos custos.

O modelo matemático utilizando o *VaR* como medida de risco é apresentado a seguir (Villalva & Ramos, 2004):

$$\text{Min } \xi \quad (4.30)$$

$$\sum_s P_s \cdot \delta_s \leq 1 - \alpha \quad (4.31)$$

$$\text{Custo}_s \leq \xi + M \cdot \delta_s \quad (4.32)$$

$$\text{Custo}E \leq Svar \quad (4.33)$$

Nessa formulação, ξ representa o *VaR* para um nível de confiança α , definido pelo investidor em função de sua atitude frente ao risco; P_s é a probabilidade de ocorrência de cada cenário s ; δ_s é uma variável binária auxiliar que adota o valor 1 quando o custo do cenário s é superior ao *VaR*; $Custo_s$ representa o custo anual de cada cenário; M é uma constante de valor elevado; *CustoE* representa o valor esperado do custo total anualizado, sendo a função objetivo apresentada na seção anterior; e, finalmente, *Svar* é um parâmetro que estabelece um limite máximo para o valor esperado do custo total anual.

A equação (4.31) limita o número de variáveis binárias δ_s que pode ter valor 1 a $1-\alpha$ do número total de cenários, assegurando que somente em $1-\alpha$ cenários o custo total seja superior ao *VaR*. Já a equação (4.32) força que essas variáveis binárias adotem o valor 1 nos cenários cujo custo supere o *VaR*. Assim, o *VaR* é definido pelo cenário de maior custo que possui a respectiva variável δ_s nula. Resumindo, o modelo determina a decisão ótima da primeira etapa, garantindo o mínimo *VaR*, dados todos os cenários da segunda etapa de decisão. O modelo não fornece a decisão ótima em cada cenário da segunda etapa, somente a daqueles com custo superior ao *VaR*. Portanto, o modelo deverá ser rodado novamente fixando o valor do *VaR* e minimizando o custo total esperado *CustoE*. Uma alternativa é minimizar a soma do *VaR* e do *CustoE*, existindo a possibilidade de ponderar o valor do *VaR* com valores superiores a um de acordo com a versão ao risco do decisor (Esmaeli et al., 2017; Ahmed et al., 2014).

O modelo anterior foi adaptado no presente trabalho para considerar o fato de que está sendo determinado o benefício da inserção de REDs em uma microrrede e não o custo total, resultando no modelo apresentado a seguir. O modelo maximiza a soma do *VaR* e do valor esperado do benefício, o que fornece a seleção ótima das tecnologias de geração para o nível de confiança especificada para o *VaR* e também informa como essas unidades deverão ser despachadas de forma ótima em cada cenário (Esmaeli et al., 2017; Ahmed et al., 2014).

$$\max (\xi + BenefE) \quad (4.34)$$

$$\sum_{s=1}^{N_s} (P_s \cdot \delta_s) \leq 1 - \alpha \quad (4.35)$$

$$-ZINV \cdot FA + (ZVEN_s + ZVEN_s - ZEMO_s) \geq \xi - M \cdot \delta_s \quad (4.36)$$

$$BenefE = -ZINV \cdot FA + \sum_{s=1}^{N_s} [P_s * (ZVEN_s + ZVEN_s - ZEMO_s)] \quad (4.37)$$

$$ZINV = \sum_{l=1}^{NA} CINVL \cdot X_l \quad (4.38)$$

$$ZVEN_s = \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=sem, fds} QD_d \cdot \sum_{h=1}^{24} TV_{m,h} \cdot PV_{s,m,d,h} \quad (4.39)$$

$$ZECO_s = \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=sem, fds} QD_d \cdot \sum_{h=1}^{24} TF_{m,h} \cdot (PD_{s,m,d,h} - PC_{s,m,d,h}) + 12 \cdot TDF \cdot (DMF_s - DCF_s) + 12 \cdot TDP \cdot (DMP_s - DCP_s) \quad (4.40)$$

$$ZMEO_s = \sum_{I=1}^{NA} CF_I \cdot X_I + \sum_{I=1}^{NA} \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=1}^2 QD_d \sum_{h=1}^{24} [CV_I \cdot (PI_{s,I,m,d,h} + PVI_{s,I,m,d,h})] \quad (4.41)$$

$$DCF_s \geq PC_{s,m,d,hf} \quad (4.42)$$

$$DCF_s \geq PC_{s,m,d,h} \quad (4.43)$$

$$DCP_s \geq PC_{s,m,d,hp} \quad (4.44)$$

$$\sum_{I=1}^{NA} PI_{s,I,m,d,h} + PC_{s,m,d,h} = PD_{s,m,d,h} \quad (4.45)$$

$$PI_{s,m,d,h} + PV_{s,m,d,h} \leq CAP_I \cdot X_I \quad (4.46)$$

$$PV_{s,m,d,h} = \sum_{I=1}^{NA} PVI_{s,I,m,d,h} \quad (4.47)$$

$$ZDM_{s,m,d,h} + ZDG_{s,m,d,h} \leq 1 \quad (4.48)$$

$$PC_{s,m,d,h} \leq ZDM_{s,m,d,h} * M \quad (4.49)$$

$$PV_{s,m,d,h} \leq ZDG_{s,m,d,h} * M \quad (4.50)$$

4.3.2 Incorporação da medida de risco CVaR

Como colocado no capítulo anterior, apesar do VaR ser uma medida amplamente aceita e utilizada, e de fácil implementação, este não fornece uma estimativa do tamanho da perda esperada. Isto é, não inclui nenhuma informação sobre as perdas que superam o VaR, as quais podem trazer graves consequências para o investidor. No entanto, o CVaR consegue superar essa deficiência, tornando-se uma medida de risco bastante usada em modelos de otimização (Conejo & Pineda, 2010). Sendo esta, a principal contribuição do trabalho apresentado.

Na Figura 4.2, o VaR indica que a probabilidade do lucro ser menor que esse valor é igual a $1-\alpha$. Ao mesmo tempo, o CVaR indica o valor médio dos lucros inferiores ao VaR e é calculado conforme mostra ao modelo a seguir.

$$Max CVaR_\alpha = \xi - \frac{1}{1-\alpha} \sum_{s=1}^{N_s} P_s * \eta_s \quad (4.51)$$

Sujeito a

$$\eta_s \geq \xi - lucro_s, \quad \forall s \quad (4.52)$$

$$\eta_s \geq 0, \quad \forall s \quad (4.53)$$

Onde:

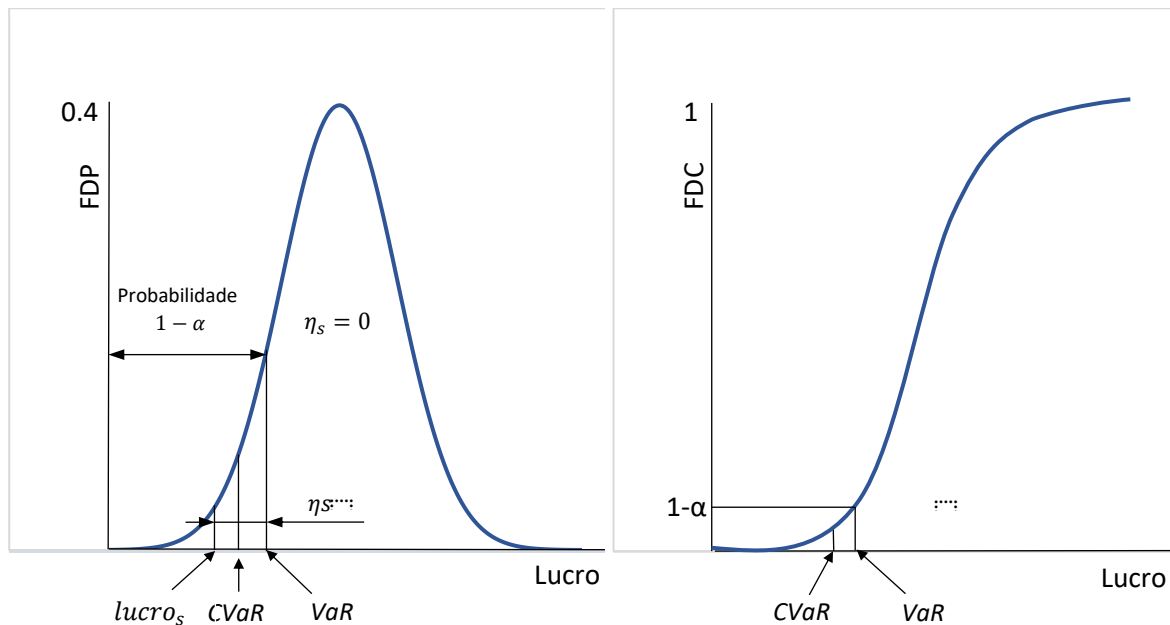
$lucro_s$ lucro no cenário s com uma probabilidade associada igual a P_s

- N_s número de cenários
 ξ variável auxiliar cujo valor ótimo corresponde ao valor do VaR
 η_s Variável que leva em conta o lucro no cenário s que é inferior ao VaR

De (4.52) e (4.53), o valor de η_s é o maior entre 0 e $(\xi - lucro_s)$. Portanto, essas restrições garantem que na determinação do CVaR somente seja considerado o lucro, em cada cenário s , que é menor que o VaR. O somatório do segundo termo da função objetivo é o valor esperado (média) de η_s . Na solução ótima:

$$\sum_{s=1}^{N_s} P_s * \eta_s = (1 - \alpha) * \xi - \sum_{s=1}^{N_s} P_s * lucro_s \quad (4.54)$$

O valor esperado é calculado sobre η_s diferente de 0, o somatório precisa ser dividido pela soma das probabilidades desses casos, ou seja $1 - \alpha$, para obter o volume de dinheiro envolvido com esses resultados que podem ser não desejados. A Figura 4.2 representa a função de densidade de probabilidade (FDP) e a função de distribuição cumulativa (FDC) de uma distribuição de lucros, indicando os valores de VaR e CVaR para um nível de confiança α . Observe que apenas os valores de lucro menores que o VaR são necessários para calcular o valor do CVaR (Conejo & Pineda, 2010).



Fonte: Adaptado de (Esmaeeli et al., 2017; Conejo & Pineda, 2010).

Figura 4.2: Ilustração do VaR e CVaR.

$$\text{Max CVaR}_\alpha = \xi - \frac{1}{1 - \alpha} \sum_{s=1}^{N_s} P_s * \eta_s$$

Como a função objetivo do modelo de otimização é maximizar o valor do CVaR, quanto maior o valor de α , maior a aversão ao risco do agente de mercado. Observe que maximizar o CVaR de uma distribuição de lucros para $\alpha = 1$ é equivalente a tomar as decisões com base no pior cenário. Por outro lado, o caso neutro ao risco é alcançado por $\alpha = 0$, uma vez que o valor correspondente do CVaR é igual ao valor esperado da distribuição de probabilidade do lucro.

O modelo matemático resultante para o problema sendo estudado é apresentado a seguir.

$$\text{MaxCVaR}_\alpha = \xi - \frac{1}{1-\alpha} \sum_{s=1}^{N_s} P_s * \eta_s \quad (4.55)$$

$$\eta_s \geq \xi - \text{lucro}_s, \quad \forall s \quad (4.56)$$

$$\eta_s \geq 0, \quad \forall s \quad (4.57)$$

$$\text{lucro}_s = -ZINV \cdot FA + (ZVEN_s + ZVEN_s - ZEMO_s) \quad (4.58)$$

$$ZINV = \sum_{I=1}^{NA} CINV_I \cdot X_I \quad (4.59)$$

$$ZVEN_s = \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=sem, fds} QD_d \cdot \sum_{h=1}^{24} TV_{m,h} \cdot PV_{s,m,d,h} \quad (4.60)$$

$$\begin{aligned} ZECO_s = \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=sem, fds} QD_d \cdot \sum_{h=1}^{24} TF_{m,h} \cdot (PD_{s,m,d,h} - PC_{s,m,d,h}) + 12 \cdot TDF \\ \cdot (DMF_s - DCF_s) + 12 \cdot TDP \cdot (DMP_s - DCP_s) \end{aligned} \quad (4.61)$$

$$ZMEO_s = \sum_{I=1}^{NA} CF_I \cdot X_I + \sum_{I=1}^{NA} \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=1}^2 QD_d \sum_{h=1}^{24} [CV_I \cdot (PI_{s,I,m,d,h} + PVI_{s,I,m,d,h})] \quad (4.62)$$

$$DCF_s \geq PC_{s,m,d,hf} \quad (4.63)$$

$$DCF_s \geq PC_{s,m,d,h} \quad (4.64)$$

$$DCP_s \geq PC_{s,m,d,hp} \quad (4.65)$$

$$\sum_{I=1}^{NA} PI_{s,I,m,d,h} + PC_{s,m,d,h} = PD_{s,m,d,h} \quad (4.66)$$

$$PI_{s,m,d,h} + PV_{s,m,d,h} \leq CAP_I \cdot X_I \quad (4.67)$$

$$PV_{s,m,d,h} = \sum_{I=1}^{NA} PVI_{s,I,m,d,h} \quad (4.68)$$

$$ZDM_{s,m,d,h} + ZDG_{s,m,d,h} \leq 1 \quad (4.69)$$

$$PC_{s,m,d,h} \leq ZDM_{s,m,d,h} * M \quad (4.70)$$

$$PV_{s,m,d,h} \leq ZDG_{s,m,d,h} * M \quad (4.71)$$

4.4 Conclusão

Neste capítulo apresentou-se primeiramente o modelo matemático determinístico e posteriormente o estocástico que considera a incerteza das variáveis a partir de uma árvore de cenários de duas etapas. A primeira etapa corresponde ao planejamento em que uma escolha deve ser feita sem conhecer as consequências dessa decisão. Já a segunda etapa refere-se à fase de operação, no qual são consideradas incertezas, como as da demanda e da disponibilidade dos REDs.

Devido às incertezas, o investidor está exposto a um risco. Propõe-se, portanto, a utilização de uma medida de risco que garante, com um dado nível de confiança, que o benefício total anual será maior que um determinado valor, valor este denominado VaR, ao mesmo tempo que quantifica o valor esperado dos benefícios menores utilizando a medida CVaR. Desta forma, o investidor tem como retorno do modelo a opção com o maior lucro ou prejuízo esperado, considerando as incertezas relacionadas, bem como o VaR e o CVaR como medida de risco devido a essas incertezas.

Os modelos desenvolvidos foram implementados computacionalmente, testados e comparados. No próximo capítulo, os testes são descritos, e os resultados analisados.

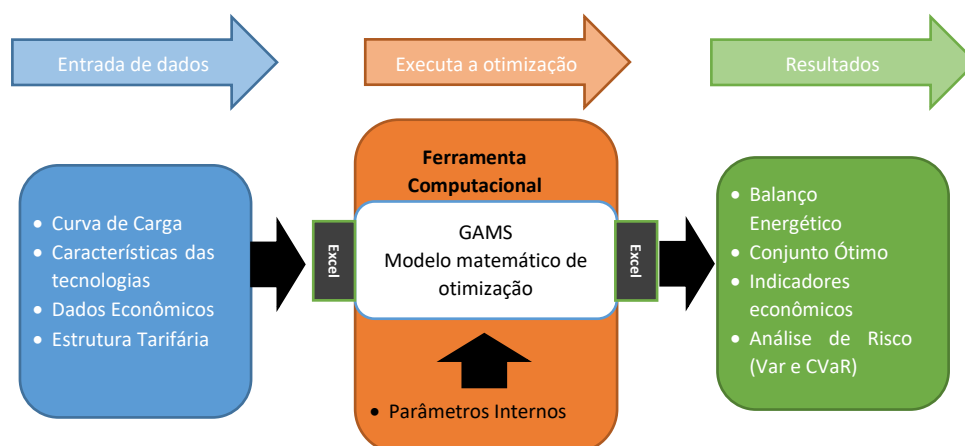
Capítulo 5

Testes e Resultados

O modelo matemático apresentado anteriormente neste trabalho, do tipo inteiro misto, permite determinar o conjunto ótimo de unidades de geração de uma microrrede e indicar a forma de operação aproximada das mesmas em dias típicos de semana e de final de semana, para cada mês ao longo do ano. Além disso, utilizando o VaR e o CVaR como medida de risco, o modelo indica a exposição ao risco causado pelas variáveis incertas consideradas: demanda, geração solar e eólica. No presente capítulo será apresentada os dados entrada de dados e as variáveis que serão consideradas incertas e a sua representação de cenários plausíveis, e os resultados obtidos com a simulação desse modelo de otimização.

Estrutura do algoritmo implementado

O modelo de análise de investimentos está implementado e é executado em *General Algebraic Modeling System* (GAMS), sendo resolvido utilizando o solver CPLEX. Enquanto à interface com o usuário, os parâmetros de entrada são inseridos através do *Microsoft Excel* e os resultados também são enviados ao *Microsoft Excel*. Uma visão geral de como o algoritmo funciona é mostrada na Figura 5.1.



Fonte: Adaptado Lotero e Colombari (2015).

Figura 5.1: Diagrama esquemático do algoritmo.

No modelo determinístico a função objetivo permite maximizar o benefício a ser obtido com a inserção de REDs na microrrede, com a receita proveniente da venda de energia elétrica e os custos com investimento, operação e manutenção dos REDs. O modelo estocástico com a

incorporação das incertezas é posteriormente considerado, utilizando uma árvore de cenários. Por fim, são aplicadas as métrica de risco VaR e CVaR.

O objetivo principal é destacar o aspecto inovador da proposta do trabalho. Por meio dos resultados iniciais será possível observar que, dependendo do cenário de ocorrência na estimativa da receita ou até de investimento na tecnologia, podem ocorrer resultados não desejados.

5.1 Representação das variáveis incertas

Os parâmetros de entrada considerados incertos neste trabalho são a demanda de energia elétrica na microrrede, a geração eólica e a geração fotovoltaica. As incertezas desses parâmetros podem ser modeladas através de suas respectivas distribuições de probabilidades, das quais é possível extrair cenários representativos (Esmaeeli et al., 2017).

No problema foi considerado um dia típico de semana e um dia típico de final de semana para cada mês ao longo de um ano, sendo esses dias discretizados em períodos horários. Foram obtidas curvas de demanda e de produção eólica e fotovoltaica para os dias típicos, que representam os valores esperados dessas grandezas, juntamente com valores máximos, mínimos e o desvio padrão. A cada grandeza foi atribuída uma curva de distribuição de probabilidades para cada hora dos dias típicos. De forma a simplificar o problema, foi utilizada a distribuição normal para a demanda e para a geração eólica e a distribuição triangular para a geração fotovoltaica.

Partindo das curvas de distribuição de probabilidades, e utilizando a geração de números aleatórios do Excel, foram geradas 2.000 séries sintéticas para cada grandeza, a partir das quais, também utilizando o Excel, foram formados grupos menores contendo 500 cenários representativos. A cada cenário D^n é atribuída uma probabilidade de ocorrência ρ^n . Os conjuntos de distribuição discreta de probabilidade resultantes para a demanda (∂D), a geração fotovoltaica (∂F) e a geração eólica (∂E) são apresentados da seguinte forma:

$$\partial_D = \{(D_d^1, \rho_d^1); (D_d^2, \rho_d^2); \dots; (D_d^{nd}, \rho_d^{nd})\} \quad (5.1)$$

$$\rho_d^1 + \rho_d^2 + \dots + \rho_d^{nd} = 1 \quad (5.2)$$

$$\partial_F = \{(D_f^1, \rho_f^1); (D_f^2, \rho_f^2); \dots; (D_f^{nf}, \rho_f^{nf})\} \quad (5.3)$$

$$\rho_f^1 + \rho_f^2 + \dots + \rho_f^{nf} = 1 \quad (5.4)$$

$$\partial_E = \{(D_e^1, \rho_e^1); (D_e^2, \rho_e^2); \dots; (D_e^{ne}, \rho_e^{ne})\} \quad (5.5)$$

$$\rho_e^1 + \rho_e^2 + \dots + \rho_e^{ne} = 1 \quad (5.6)$$

$$S = \partial_D \times \partial_F \times \partial_E \quad (5.7)$$

$$\sum_{s \in S} \partial_D \partial_E \partial_E = 1 \quad (5.8)$$

Ao inserir os cenários no modelo matemático apresentado no capítulo anterior, tem-se como um dos resultados o custo associado a cada um dos cenários. Isto é, está disponível a distribuição de probabilidade discreta dos benefícios, a partir da qual é possível determinar o VaR e CVaR.

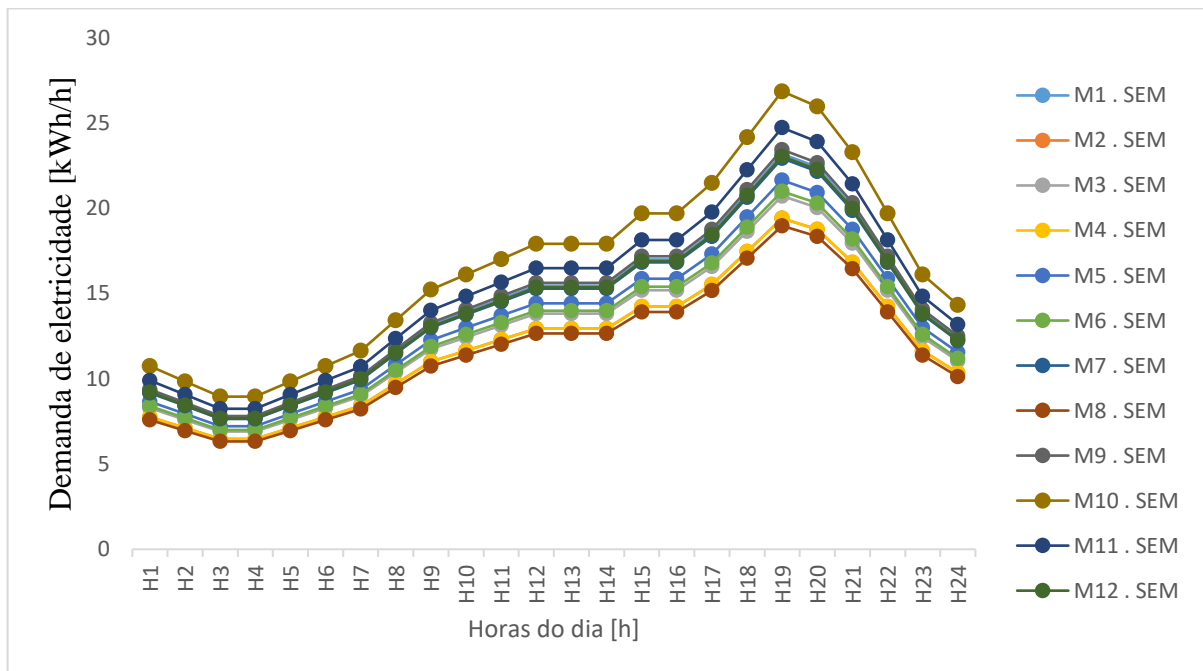
5.2 Dados de entrada

A seguir serão apresentados os dados básicos de entrada utilizados nos testes realizados com o modelo descrito no capítulo anterior. Alguns dados específicos serão apresentados nos casos simulados.

5.2.1 Demanda

Para a realização dos testes foi utilizado um conjunto de consumidores hipotéticos com curvas de demanda esperada de eletricidade para dias típicos de semana e de final de semana em cada mês. Observe-se que a demanda se representa através da potência média por hora nessas curvas, embora nos testes realizados foram utilizados vários cenários.

Como exemplo, na Figura 5.4 se apresentam as curvas de demanda média de eletricidade do conjunto de consumidores da microrrede, correspondentes aos dias típicos de semana de todos os meses de um ano. É possível verificar que o consumo de energia elétrica é maior entre 18hs e 22hs.



Fonte: (Binotto, 2017).

Figura 5.2: Demanda de energia elétrica corresponde a dias tipos de semana.

5.2.2 Tarifa de energia elétrica

As tarifas de compra e venda de eletricidade se discriminam em dias de semana e final de semana, e em horários de ponta e fora de ponta, sendo que esses períodos sinalizam para o consumidor os períodos em que a tarifa de energia possui valor diferenciado. A Tabela 5.1 mostra os valores da tarifa utilizados no presente trabalho. Esses valores foram obtidos de (Alvez, 2015), embora seja necessária mais investigação sobre a previsão de preços no mercado de energia elétrica (Villalva & Ramos, 2004).

Tabela 5.1: Tarifas de energia elétricas utilizadas nas simulações.

Tarifas	Semana		Final de Semana	
	Ponta	Fora de ponta	Ponta	Fora de ponta
Compra de Energia [R\$/kWh]	0,47987	0,29908	0,29908	0,29908
Venda de Energia [R\$/kWh]	0,12	0,12	0,12	0,12
Demanda contratada [R\$/kW]	28,85	8,82	8,82	8,82

Fonte: (Alvez, 2015).

5.2.3 Dados das tecnologias

As características dos RED's utilizados neste trabalho são apresentadas na Tabela 5.2, na qual *I1* a *I7* representam grupo motor gerador; *I8* corresponde a um grupo de painéis fotovoltaicos e *I9* corresponde a uma turbina eólica. Os dados mostrados são, respectivamente: capacidade máxima de geração, custos fixos e variáveis de manutenção e operação, custo de investimento, vida útil e rendimento.

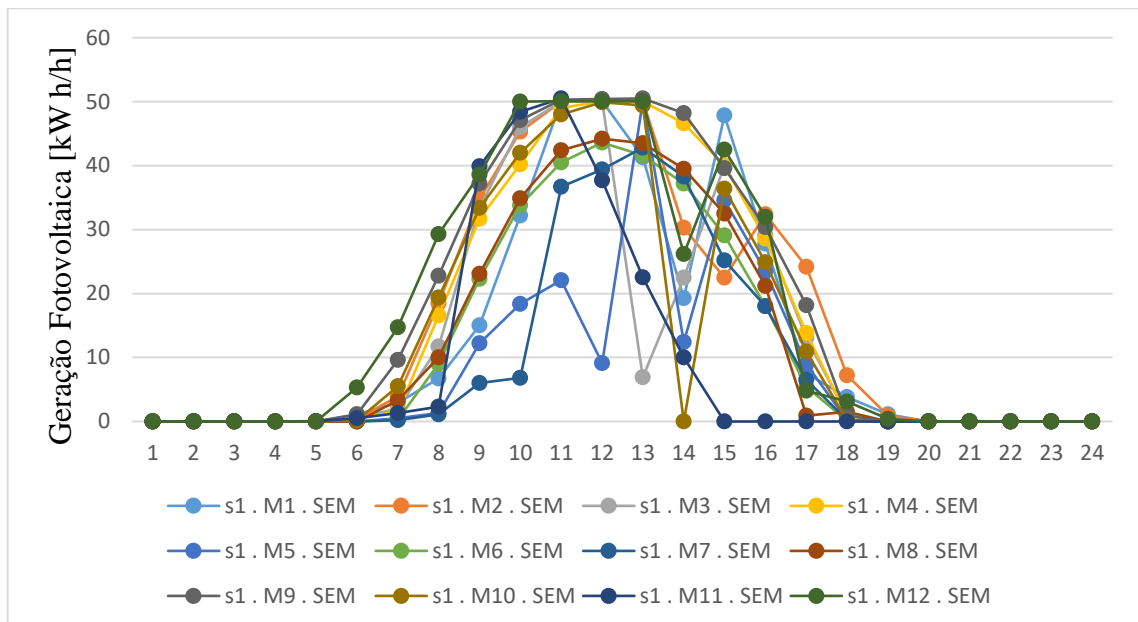
Tabela 5.2: Parâmetros de entrada das tecnologias de geração.

Tipo de Tecnologia	MaxP [kW]	CFMO [R\$/ano]	CVMO [R\$/ano]	INVES [R\$]	VU [anos]	η (%)
<i>I1- GMG</i>	10,4	1.500	0,025	30.000	20	26
<i>I2- GMG</i>	24	3.150	0,025	63.000	20	27
<i>I3- GMG</i>	40	3.500	0,018	70.000	20	33
<i>I4 - GMG</i>	56	4.850	0,018	97.000	20	22
<i>I5- GMG</i>	80	6.800	0,018	136.000	20	24
<i>I6 - GMG</i>	96	8.150	0,018	163.000	20	26
<i>I7 - GMG</i>	264	21.750	0,018	435.000	20	30
<i>I8 - PV</i>	600	5.000	0,025	300.000	20	-
<i>I9 - PW</i>	100	3.000	0,01	105.000	20	-

Fonte: (Hafez, 2012; Alvez, 2015; Binotto, 2017).

Devido à vida útil das tecnologias serem diferentes e de não ser possível somar os custos de investimento diretamente com os custos de operação, os custos são anualizados para comparar as diversas alternativas. No fator de anualização foi utilizada a vida útil da tecnologia avaliada, e a taxa de remuneração do capital investido foi adotada como sendo de 10% a.a., mas que normalmente dependente da inflação oficial e no caso do Brasil da Taxa Selic, considerados por sua característica incerta. O grupo de geração a diesel utiliza biogás como fonte primária de energia, sendo necessário um investimento de R\$75.000,00 em biodigestor para a produção desse biogás.

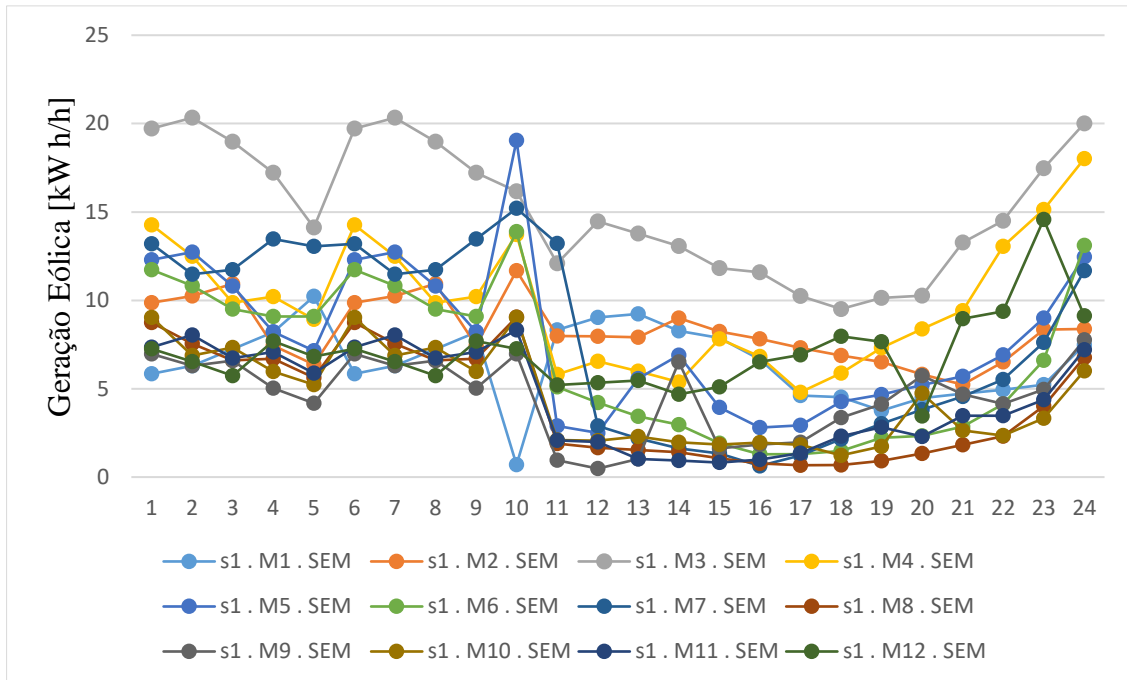
Em relação à representação da geração fotovoltaica, a Figura 5.3 mostra as curvas de geração fotovoltaica esperada nas vinte e quatro horas diárias para um dia típico de cada mês do ano. Cada geração utilizado foi obtido com base nos dados reais de monitoramento de um sistema real solar fotovoltaico instalado na cidade de Medianeira, sendo atendido pela concessionária Copel, faz parte da estrutura tarifária convencional e está inserido na modalidade autoconsumo do sistema de compensação.



Fonte: Próprio autor.

Figura 5.3: Curva de geração fotovoltaica correspondente aos dias típicos da semana para um sistema solar de 50kWp – Medianeira.

Já, a Figura 5.4 mostra o comportamento médio esperado para a geração eólica nas vinte e quatro horas diárias para um dia típico de cada mês. Para velocidade do vento os dados de média e desvio padrão foram baseados em (Leite, 2006; Alvez, 2015). No entanto, igual que na demanda, para essas duas grandezas foram definidos cenários de geração para cada hora do dia, representando a intermitência e a incerteza dessas fontes.



Fonte (Leite, 2015; Alvez, 2015).

Figura 5.4: Curva de geração eólica correspondente aos dias típicos da semana.

5.3 Casos de estudo

Com o objetivo de validar o modelo proposto, foram realizadas várias análises de casos que envolvem o uso de REDs para atender a demanda na microrrede por meio de tecnologias despacháveis e não despacháveis (intermitentes). Os resultados estão relacionados à seleção de tecnologias, e os correspondentes à operação ótima das opções para atender a demanda que existe na microrrede. Deste modo, o modelo apresenta a seleção ótima de tecnologias, dentre as disponíveis, que permitem atender a demanda com o menor risco possível, este último medido utilizando o CVaR.

Os resultados relacionados à operação dos REDs são discretizados em horas, informando como devem ser operados de forma ótima em cada cenário especificado. Como exemplo, é possível conhecer para cada cenário a energia gerada em cada tecnologia para atender a demanda local e para venda, as demandas contratadas nos horários de ponta e fora de ponta, a quantidade de energia a ser comprada da distribuidora a cada hora, para cada tipo de dia, em cada uso final, para cada mês do ano.

5.3.1 Caso 1

Neste caso foram utilizadas 500 séries estocásticas para as grandezas adotadas com incertezas, a tarifa de venda de energia elétrica foi fixada em R\$120,00 por MWh e foi considerada uma vida útil das tecnologias de apenas 10 anos. As 500 séries para cada uma das grandezas incertas foram obtidas de maneira independente, resultando em 12.052 valores,

considerando dias de semana e final de semana, para cada mês do ano. Este teste foi realizado com o objetivo de mostrar o tamanho e a complexidade do problema. Após cinco dias de simulação utilizando o CPLEX, não foi possível chegar a uma solução, sem indicar uma solução inicial. Como alternativa, foi indicada uma solução inicial com as unidades *I2*, *I8* e *I9* (essas alternativas poderiam ou não estar na solução final e foram escolhidas por fazer parte da solução do modelo determinístico).

Obteve-se um resultado com um valor esperado do benefício anual de R\$29.595,2. As tecnologias ótimas selecionadas foram *I1*, *I2*, *I8* e *I9*, com potência instalada igual a 734,4kW. Quanto ao VaR e o CVaR, pode-se afirmar que em 90%, dos cenários o benefício financeiro será igual ou superior a R\$28.532,78, de acordo com o VaR, e o benefício médio dos valores inferiores ao VaR será de R\$ 28.154,18, conforme indicado pelo CVaR.

A curva de distribuição de probabilidades dos resultados é apresentada na Figura 5.5. Em azul está representada a frequência de ocorrência dos resultados agrupados em uma dada faixa de valores e em laranja é mostrada a probabilidade cumulativa desses resultados. Pode ser observado que existem resultados abaixo do VaR, porém com probabilidades de ocorrência muito pequenas, como destacado em vermelho.

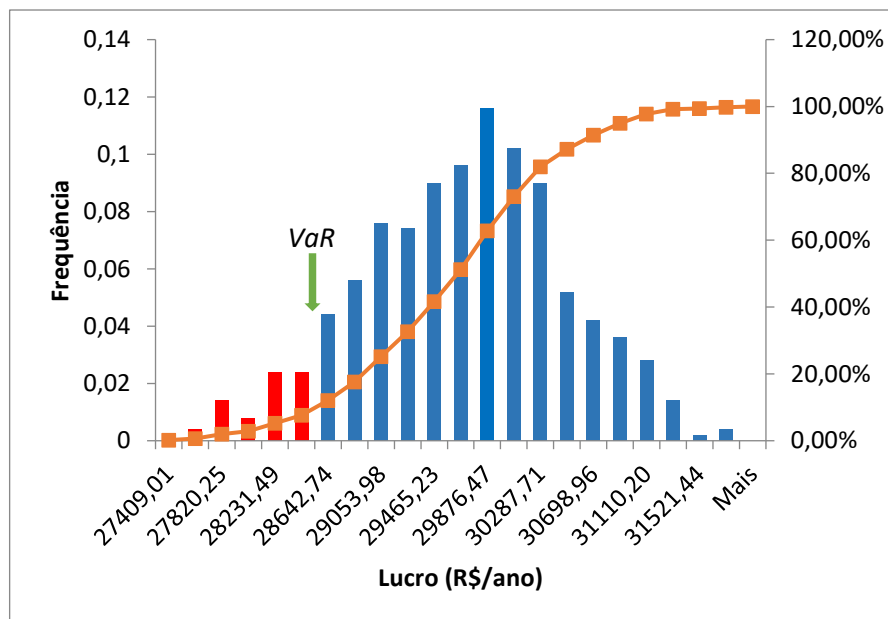


Figura 5.5: Curva de distribuição de probabilidade dos retornos do Caso 1.

A partir da distribuição das 500 séries, no Cenário 437 pode ser observado o pior resultado com um retorno financeiro de R\$27.409,01 ao ano. Na Tabela 5.3 e na Figura 5.6 é mostrada a operação ótima caso sejam dadas as condições do Cenário 437, com uma probabilidade de ocorrência de 0,20%. Na tabela é mostrada a potência com a qual seria demandada energia pelos consumidores da microrrede, comprada energia da concessionária local e gerada energia pelas tecnologias selecionadas. Os valores correspondem a cada hora de um dia típico de semana do mês de novembro. É possível observar que na maior parte desse dia típico, existiria excedente de energia das unidades geradoras da microrrede, o qual poderia ser vendido para a concessionária

local ou para outros consumidores fora da área de abrangência da microrrede. Somente no período das 15 às 16 horas seria necessário comprar uma pequena parcela de energia.

Tabela 5.3: Potência com a qual é demandada, comprada e gerada energia em cada hora de um dia típico de semana de novembro no cenário 437.

kW h/h	H1	H2	H3	H4	H5	H6	H7	H8	H9	H10	H11	H12
Demanda	9,19	10,48	10,13	7,88	7,69	5,66	7,64	12,25	14,50	13,98	8,78	18,04
Comprada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	1,25	8,05	14,71	32,35	26,42	38,11	47,23
Eólica	4,20	4,62	11,03	9,02	13,67	5,68	10,47	11,02	7,65	13,03	10,35	11,02
Diesel 1	1,96	0,00	3,92	1,96	1,96	0,00	3,92	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
Diesel 2	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23	H24
Demanda	15,01	14,86	23,58	46,40	28,74	18,16	19,80	21,97	17,30	19,61	21,47	16,15
Comprada	0	0	0	7,93	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar	30,80	34,67	24,20	6,72	6,06	5,46	0,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Eólica	9,17	8,94	8,56	5,79	11,02	3,77	9,39	6,76	14,45	6,69	9,67	6,24
Diesel 1	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	0,00	3,92	1,96	1,96	1,96	1,96
Diesel 2	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24

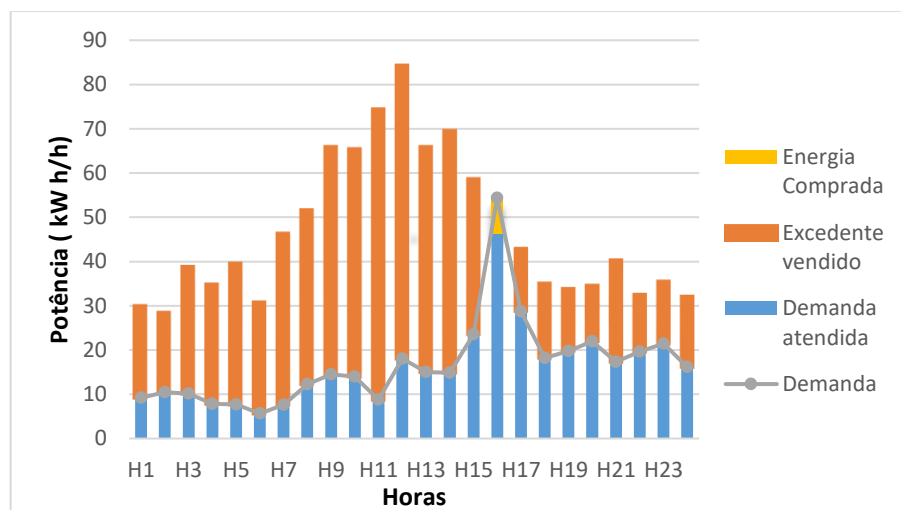


Figura 5.6: Balanço energético do cenário 437 para um dia típico de semana do mês novembro do Caso 1.

O cenário 49 é um dos que tem maior probabilidade de ocorrência, aproximadamente 12%, e apresentaria um retorno financeiro de R\$ 29.868,57 ao ano. Na Figura 5.7 é apresentado o balanço energético do cenário 49. É possível observar também que a maior parte desse dia típico de semana do mês de novembro, existiria excedente de energia das unidades geradoras da microrrede. Para esse cenário não é observado a necessidade de compra de energia da concessionária.

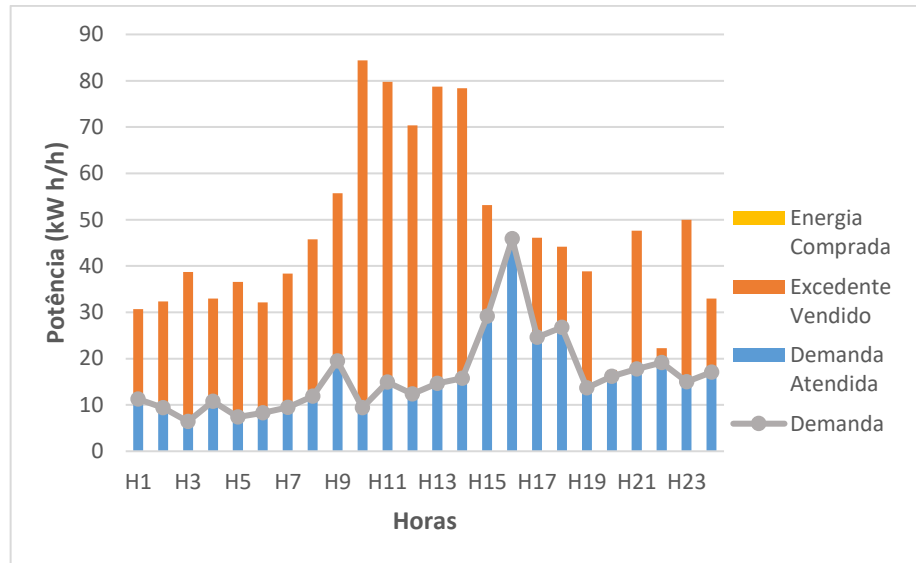


Figura 5.7: Balanço energético do cenário. 49 para um dia típico de semana do mês de novembro do Caso 1.

5.3.2 Caso 2

Neste caso foram utilizadas 500 séries estocásticas para as grandezas adotadas com incertezas, a tarifa de venda de energia elétrica foi fixada em R\$120,00 por MWh e foi considerada uma vida útil das tecnologias de apenas 10 anos e com uma taxa de remuneração em 13%. Foi indicada uma solução inicial com as unidades *I2*, *I8* e *I9*.

Neste caso aparecem resultados não desejados (lucro negativo), sendo o valor esperado do benefício anual de -R\$282,98. As tecnologias ótimas selecionadas foram *I1*, *I2*, *I8* e *I9*, com potência instalada igual a 734,4kW. Quanto ao VaR e o CVaR, pode-se afirmar que em 90% dos cenários o benefício financeiro será igual ou superior a -R\$1.415,42 de acordo com o VaR, e o benefício médio dos valores inferiores ao VaR será de -R\$ 1.763,61, conforme indicado pelo CVaR.

A curva de distribuição de probabilidades dos resultados é apresentada na Figura 5.8. Em azul está representada a frequência de ocorrência dos resultados agrupados em uma dada faixa de valores e em laranja é mostrada a probabilidade cumulativa desses resultados. Pode ser observado que existem resultados não desejados (negativos), e a probabilidade cumulativa desses resultados é significativa, mostrando o elevado risco do investimento nas condições especificadas.

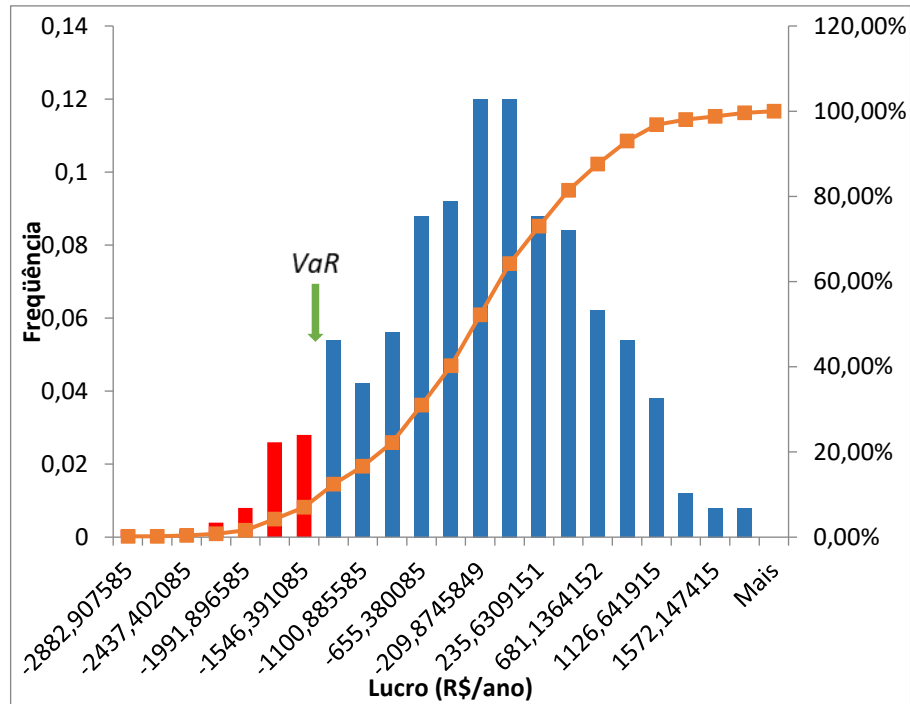


Figura 5.8: Curva de distribuição de probabilidade dos retornos do Caso 2.

A partir da distribuição das 500 séries, no Cenário 25 pode ser observado o pior resultado com um retorno financeiro (negativo) de -R\$2.888,91. Na Figura 5.9 é mostrada a operação ótima caso sejam dadas as condições do Cenário 25 com uma probabilidade de ocorrência de 0,15%. É possível observar que na maior parte desse dia típico de semana do mês de novembro, existiria excedente de energia as unidades geradoras da microrrede.

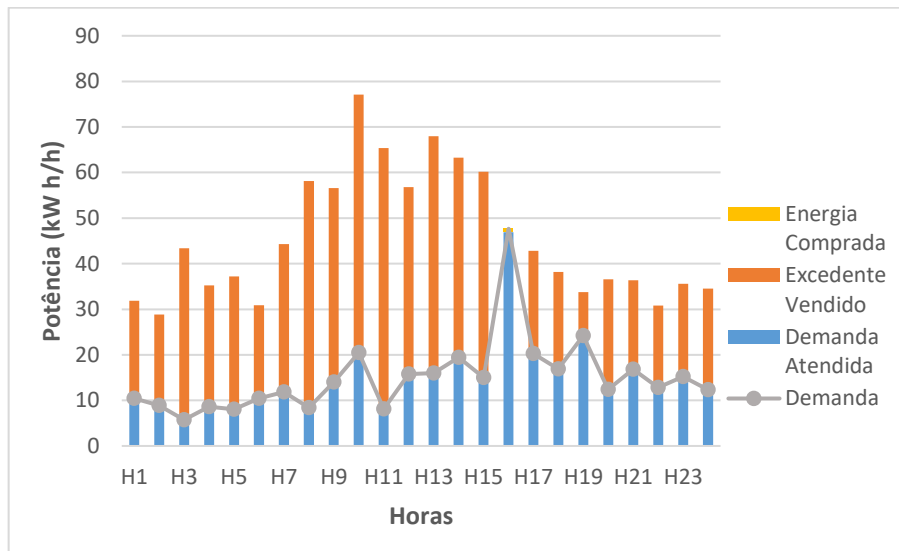


Figura 5.9: Balanço energético do cenário 25 para um dia típico de semana do mês novembro do Caso 2.

O cenário 319 é um dos que tem maior probabilidade de ocorrência, aproximadamente 11,5%, e apresentaria um retorno financeiro (negativo) de -R\$13,07 ao ano. Na Figura 5.10 representa o balanço energético do cenário 319. É possível observar também que a maior parte

desse dia típico de semana do mês de novembro, existiria excedente de energia das unidades geradoras e não haveria necessidade de compra de energia da concessionária.

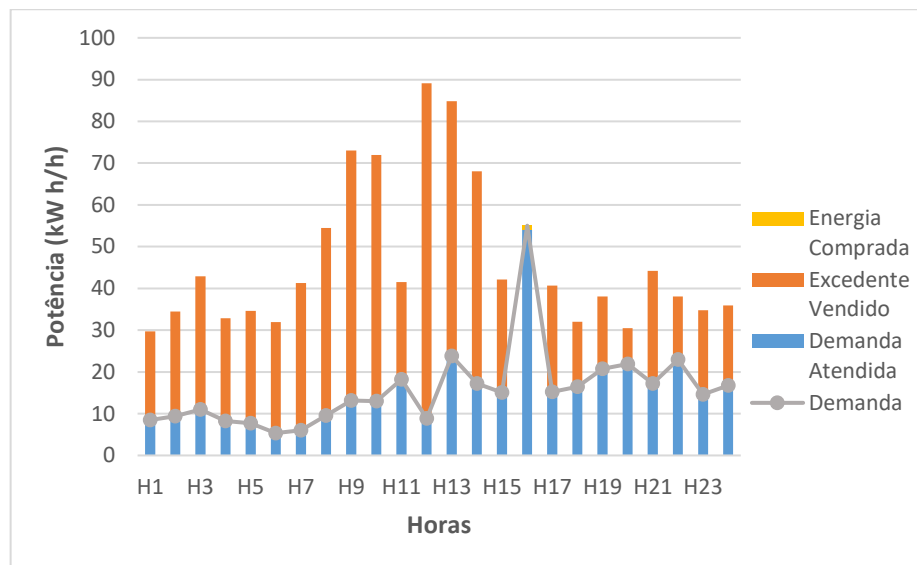


Figura 5.10: Balanço energético do cenário 319 para um dia típico de semana do mês novembro do caso 2.

5.3.3. Caso 3

Neste caso foram utilizadas 500 séries estocásticas para as grandezas adotadas com incertezas, a tarifa de venda de energia elétrica foi fixada em R\$120,00 por MWh e foi considerada uma vida útil das tecnologias de 20 anos, com uma taxa de remuneração fixada em 15% e com custo fixo de operação e manutenção eólica de 6,5% do valor do investimento por ano (R\$7.000,0) e de geração solar de 4% do valor do investimento por ano (R\$12.000,00).

A vida útil das tecnologias em 20 anos depende do escopo do projeto, e seus resultado dependendo da tecnologia, como as características técnicas, performance, modelo operacionais, instalação adequada, monitoramento e desempenho ao longo dos anos. Logo, o custo de operação e manutenção que pode ser maior ou menor dependendo da tecnologia. E a taxa de remuneração que é variável e depende de incentivos, muitas vezes fiscais entre outros. Dessa forma, foram arbitrados os valores de custo de operação e manutenção e da taxa de remuneração.

Obteve-se um resultado com um valor esperado do benefício anual de R\$1.076,76. As tecnologias ótimas selecionadas foram *I1*, *I2*, *I8* e *I9*, com potência instalada igual a 734,4kW. Quanto ao VaR e o CVaR, pode-se afirmar que em 90%, dos cenários o benefício financeiro será igual ou superior a -R\$27,52, de acordo com o VaR, e o benefício médio dos valores inferiores ao VaR será de -R\$ 384,74, conforme indicado pelo CVaR.

A curva de distribuição de probabilidades dos resultados é apresentada na Figura 5.11. Em azul está representada a frequência de ocorrência dos resultados agrupados em uma dada

faixa de valores e em laranja é mostrada a probabilidade cumulativa desses resultados. Pode ser observado que existem resultados não desejados (negativos) com probabilidade de ocorrência muito pequenas.

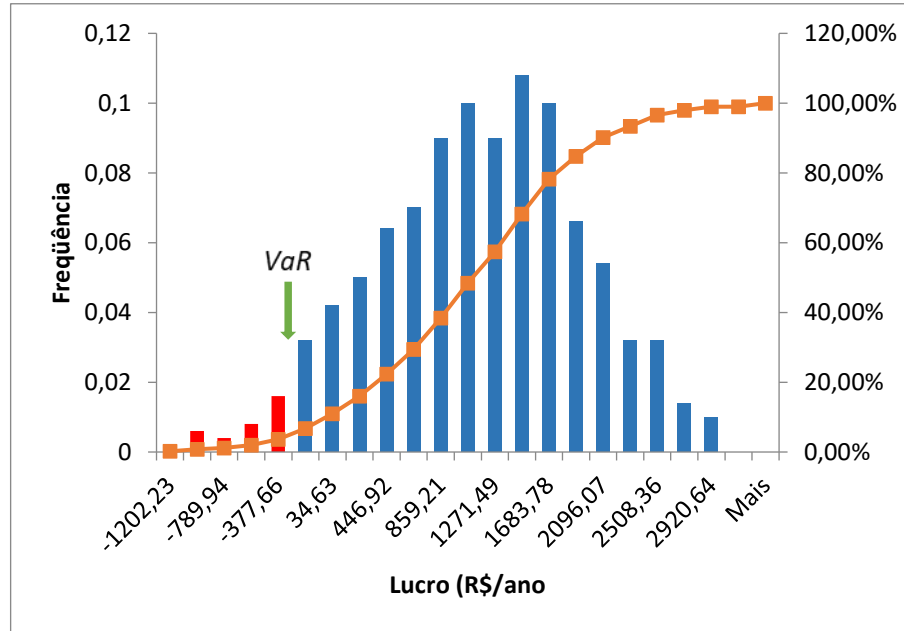


Figura 5.10: Curva de distribuição de probabilidade dos retornos do Caso 3.

A partir da distribuição das 500 séries, no Cenário 156 pode ser observado o pior resultado com um retorno financeiro (negativo) de -R\$1.202,23. Na Figura 5.12 é mostrado a operação ótima caso sejam dadas as condições do Cenário 156 com uma probabilidade de ocorrência de 0,18%. É possível observar que na maior parte desse dia típico de semana do mês de novembro, existiria excedente de energia as unidades geradoras.

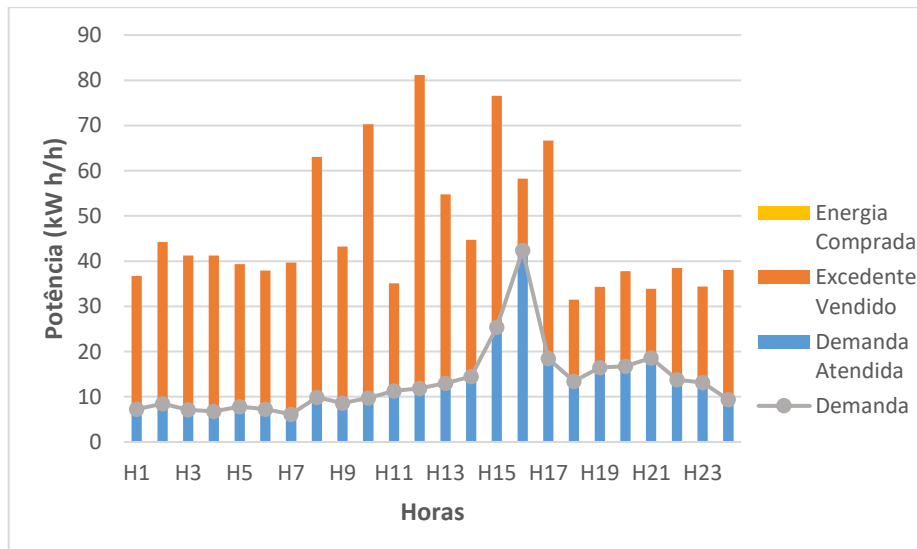


Figura 5.11: Balanço energético do cenário 156 para um dia típico de semana do mês novembro do caso 3.

O cenário 61 é um dos que tem maior probabilidade de ocorrência, aproximadamente 10,8%, e apresentaria um retorno financeiro de R\$ 1479,57 ao ano. Na Figura 5.13 representa o balanço energético do cenário 61. É possível observar também que a maior parte desse dia típico de semana do mês de novembro, existiria excedente de energia das unidades geradoras, e não seria comprada energia da concessionária.

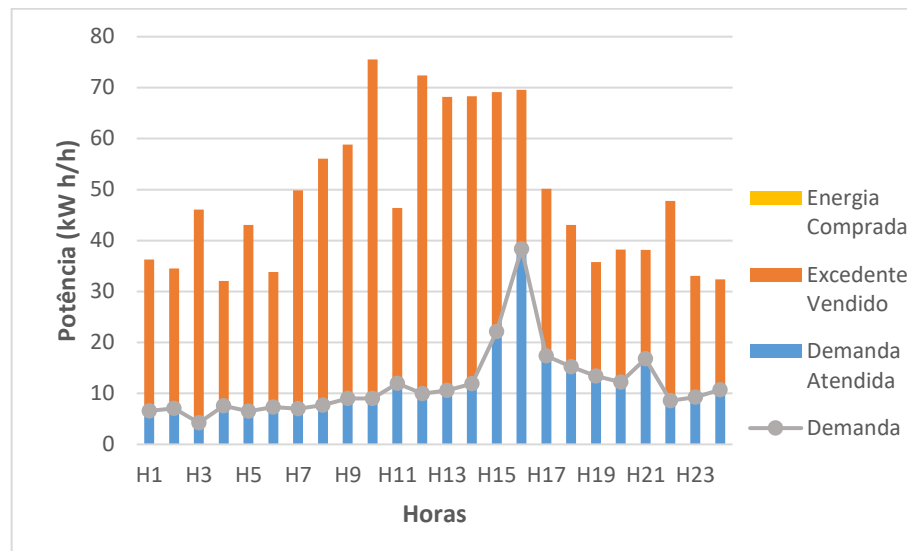


Figura 5.12: Balanço energético do cenário 61 para um dia típico de semana do mês novembro do caso 3.

Por fim, a Tabela 5.4 apresenta a comparação dos três casos de estudo como o valor esperado, benefício financeiro, de acordo com o VaR, e o benefício médio dos valores inferiores ao VaR, conforme indicado pelo CVaR. Como pode ser observado nos dois primeiros casos, com o aumento da taxa de remuneração ocorre uma queda brusca no valor esperado do benefício, aumentando o risco do negócio, de acordo com as medidas de risco adotadas, identificando a alta sensibilidade às variações desse parâmetro. Já no terceiro caso, comparando com o segundo, com o aumento da taxa de remuneração, da vida útil e dos custos de manutenção e operação pode ser observado um valor esperado positivo, porem um benefício financeiro e médio também (negativos), mostrando a influência no resultado com a mudança destes três parâmetros.

Tabela 5.4: Comparação dos Casos 1 a 3.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Valor esperado (R\$)	R\$ 29.595,20	-R\$282,98	R\$1.076,76
Benefício financeiro VaR (R\$)	R\$ 28.532,78	-R\$1.415,42	-R\$27,52
Benefício financeiro CVaR (R\$)	R\$ 28.154,18	-R\$ 1.763,61	-R\$ 384,74

5.5 Conclusão

Neste capítulo se apresentaram três casos de estudo através dos quais foi possível validar as funcionalidades do modelo apresentado no capítulo 4. Outras simulações foram realizadas, embora os resultados não foram apresentados, sendo mostrados os resultados que a princípio são considerados mais relevantes. Utilizando dados baseados na bibliografia, foi criado um caso hipotético para fins de análise. Apesar disso, buscou-se garantir que a aproximação com a realidade fosse a maior possível.

A partir dos casos de estudo, foi possível identificar a sensibilidade do custo esperado e das medida de risco do VaR e CVaR frente à variação de alguns dos parâmetros analisados, como o aumento da taxa de remuneração, vida útil da tecnologia e do custo fixo de operação e manutenção em relação ao valor de investimento das tecnologias de geração eólica e fotovoltaica, que também tem característica incerta.

Com base na análise dos casos, nota-se a existência da probabilidade de ocorrer resultados não desejados, o que por sua vez, mostra a necessidade de se investigar e avaliar o risco quando inseridos REDs na microrrede. A avaliação de risco permite ao investidor atuar de forma a diminuir a probabilidade de resultados não desejados.

Por fim, o modelo mostrou-se uma ferramenta válida para selecionar REDs, considerando os custos de instalação, operação e manutenção e as receitas com a venda da energia excedente e com a economia de energia elétrica, levando em conta os riscos que surgem com as incertezas das variáveis, utilizando como medida de risco o VaR e o CVaR.

Capítulo 6

Conclusões

Ao longo do presente trabalho é proposto um modelo matemático estocástico de planejamento levando em conta de forma aproximada a operação, que considera a incerteza de algumas variáveis a partir de uma árvore de cenários de duas etapas. Foram criadas 500 séries estocásticas para a demanda, a geração eólica e a solar, resultando em um problema de difícil solução devido ao elevado esforço computacional. Para a avaliação do risco causado pelas incertezas, utilizou-se o Valor em Risco (VaR) como medida que garante que o benefício total anual não será menor que um determinado valor, com um nível de confiança especificado, e o Valor Condicional em Risco (CVaR) como medida da média do benefício inferior ao VaR, sendo esta a principal contribuição do trabalho.

O modelo permite avaliar a viabilidade econômica da implantação de REDs em uma microrrede de energia elétrica, considerando as métricas de risco. Para tanto, foram identificados os aspectos técnicos e econômicos dos recursos energéticos distribuídos em uma microrrede, como os custos de investimento em tecnologias de geração de energia elétrica, de operação e manutenção dessas tecnologias e os custos associados com a compra de energia e potência elétrica para atender a demanda não coberta pela geração local.

Por outra parte, o método utilizado permite, através da análise de cenários, levar em conta as incertezas envolvidas na operação do sistema de forma aproximada, as quais podem resultar, por exemplo, de padrões variáveis de velocidade do vento e irradiação solar, e da variação da demanda. Além disso, também foram incorporadas as duas medidas de risco que permitem estimar o potencial do lucro ou também do prejuízo que o investidor pode enfrentar por causa dessas incertezas.

A formulação matemática resultante se constitui em um modelo de programação linear inteiro misto que foi implementado no software GAMS e resolvido com o solver CLP/PLEX. Os resultados se tornam mais exatos na medida em que se aumenta a quantidade de cenários, porém com um aumento significativo do tempo computacional. Após cinco dias de simulação utilizando o CPLEX, não foi possível chegar a uma solução. Portanto, foi indicada uma solução inicial para o processo de solução com as unidades de geração solar e eólica e uma geração a diesel, lembrando que essas alternativas poderiam ou não estar na solução final e foram escolhidas por fazer parte da solução do modelo determinístico.

Foram feitas as simulações utilizando um sistema hipotético no qual os dados foram manipulados de forma a mostrar todas as funcionalidades do modelo, obtendo-se resultados que

mostram a importância do mesmo como ferramenta para analisar o impacto que cada parâmetro tem sobre as possíveis decisões a serem tomadas.

Principalmente, foi possível observar os benefícios econômicos que são possíveis de alcançar mediante o uso de REDs, a influência do caráter aleatório dos recursos renováveis nas opções de investimento, e a importância de considerar o risco ocasionado pelas incertezas. Os índices VaR e CVaR disponibilizam mais informações ao tomador de decisão e até mesmo resultados não desejados (negativos).

Apesar do tempo computacional, as ferramentas desenvolvidas mostraram um ótimo resultado, constituindo dessa forma, um auxílio na hora de tomar decisões numa microrrede e um incentivo à participação dos consumidores nos mercados de energia que estão tornando-se cada vez mais importantes nos sistemas elétricos atuais.

As dificuldades encontradas no desenvolvimento deste trabalho ficam como sugestão de trabalhos futuros para a continuidade dessa linha de pesquisa, dentre elas:

- Levantamento dos dados necessários para conhecer melhor as características das variáveis aleatórias por meio de dados históricos.
- Consideração da distribuição de probabilidade de outras variáveis para obtenção de resultados ainda mais precisos.
- Análise da utilização de metaheurísticas para complementar a solução do problema e dos riscos topológicos das tecnologias utilizadas e das redes de distribuição.
- Atualização das curvas de distribuição de probabilidade, o qual dependendo da tecnologia tem curvas de distribuição de probabilidade melhor representadas.

Referências Bibliográficas

- Alabedin, A.Z. (2012). *Generation scheduling in Microgrids under uncertainties in power generation*, University of Waterloo, Waterloo, Canadá.
- Ahmed, S., Elsholkami, M., Elkamel, A., Du, J., Ydstie, E. B., & Douglas, P. L. (2014). Financial risk management for new technology integration in energy planning under uncertainty. *Applied Energy*, 128, 75–81.
- Alvez, C. A. (2015). *Seleção e operação ótima de recursos energéticos distribuídos inseridos em uma microrrede de energia elétrica*. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, Brasil.
- Aneel. (2012a). Resolução Normativa nº479. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF. Acesso em fevereiro/2020. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>.
- Aneel. (2012b). Resolução Normativa nº 482. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF. Acesso em fevereiro/2020. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.
- Aneel. (2015a). Espaço do consumidor: Tarifa Branca. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF. Acesso em fevereiro/2020. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>.
- Aneel. (2016). Resolução Normativa nº733. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF. Acesso em março/2020. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016733.pdf>.
- Aneel. (2017). Resolução Normativa nº 801. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, DF. Acesso em março/2020. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017801.pdf>.
- Araújo, A. C. de, & Montini, A. de Á. (2015). Análise de métricas de risco na otimização de portfólios de ações. *Revista de Administração*, 50(2), 208–228.
- Baziar, A., & Kavousi-Fard, A. (2013). Considering uncertainty in the optimal energy management of renewable micro-grids including storage devices. *Renewable Energy*, 158–166.
- Bell, K., & Gill, S. (2018). Delivering a highly distributed electricity system: Technical, regulatory and policy challenges. *Energy Policy*, 113(October 2017), 765–777.
- Binotto, J. M. (2017). *Seleção e Operação ótima de Tecnologia para o aproveitamento de biogás na geração de energia elétrica*, Dissertação de mestrado, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, Brasil.
- Copel. (2019). Tarifa Branca. Acesso em: janeiro/2020. Disponível em: <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2FB0CA4C8DF4B62F98832581F00058CCF9>.

- Chen, S. X., Gooi, H. <https://www.aluafestas.com.br/aderecos-para-festasB.>, Wang M. Q.,(2012). *Sizing of Energy Storage Systems for Microgrids. Energy Storage Sustain Microgrid.* 2012;3(1):125-142.
- Choudhry, M. (2006). *An Introduction to Value-at-Risk.* 4. ed. New York: John Wiley & Sons Ltd.
- J. Conejo, M. Carrión, and J. M. Morales (2010). *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets.* New York, NY, usa: Springer.
- El-Hawary, M., Eckels, A. R., Motor-Gerador Set, AccessScience (McGraw-Hill Education, 2014). Acesso em: outubro/2020. Disponível em <https://doi.org/10.1036/1097-8542.436110>.
- Esmaeeli, M., Kazemi, A., Shayanfar, H., Chicco, G., & Siano, P. (2017). Risk-based planning of the distribution network structure considering uncertainties in demand and cost of energy. *Energy, 119, 578–587.*
- EPE, (2018). Nota Técnica DEA-NT-016/2018-r0 Recursos Energéticos Distribuídos - Impactos no Planejamento Energético.
- Farzan, F. (2013). *Towards uncertainty in microgrids: planning, control and investment.* Tese de Doutorado, Universidade de Nova Jersey, United States of America.
- Fazlalipour, P., Ehsan, M., & Mohammadi-Ivatloo, B. (2019). Risk-aware stochastic bidding strategy of renewable micro-grids in day-ahead and real-time markets. *Energy, 171, 689–700.*
- Firestone, R. (2007). *Optimal real-time dispatch for integrated energy systems,* Tese de Doutorado, University of California, Berkely, United States of America.
- Galesne, A., Fensterseifer, J.E. & Lamb, R. (1999). *Decisões de investimento da empresa,* 1. ed., Atlas, São Paulo.
- García, E.G.-V. (2004). *Gestión Energética Óptima de un consumidor industrial de vapor y electricidad en mercados liberalizados,* Tese de doutorado, Universidad Pontifica Comillas de Madrid, Madrid, España.
- Gröwe-Kuska, N., Heitsch, H., & Römisich, W. (2003). Scenario reduction and scenario tree construction for power management problems. *2003 IEEE Bologna PowerTech - Conference Proceedings, 3, 152–158.*
- Govardhan, M., & Roy, R. (2015). Economic analysis of unit commitment with distributed energy resources. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 71, 1–14.*
- Guarizi, R. D.(2019). *Avaliação do risco na precificação do serviço de distribuição de energia elétrica.* Qualificação de doutorado, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, Brasil.

- H. Heitsch and W. Römis (2003), Scenario Reduction Algorithms in Stochastic Programming, *Comput. Optim. Appl.*, vol. 24, no. 2/3, pp. 187–206.
- Heitsch H., Romisch W. (2009). Scenario tree modeling for multistage stochastic programs. *Math. Program.* 118(2), 371-406.
- Heitsch H., Romisch W (2007). A note on scenario reduction for two-stage stochastic programs. *Oper. Res. Lett.* 35(6), 731-738.
- Hirsch, A., Parag, Y., & Guerrero, J. (2018). Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90(March), 402–411.
- Hirsch, A., Parag, Y., & Guerrero, J. (2018). Microgrids: A review of technologies, key
- Houwing, M., Ajah, A. N., Heijnen, P. W., Bouwmans, I., & Herder, P. M. (2008). Uncertainties in the design and operation of distributed energy resources: The case of micro-CHP systems. *Energy*, 33(10), 1518–1536.
- Hosseini, S. D., & Verma, M. (2018). Conditional value-at-risk (CVaR) methodology to optimal train configuration and routing of rail hazmat shipments. *Transportation Research Part B: Methodological*, 110, 79–103.
- Jin, M., Feng, W., Marnay, C., & Spanos, C. (2017). Microgrid to enable optimal distributed energy retail and end-user demand response. *Applied Energy*.
- Jorion, P. (2007). *Value at Risk - The New Benchmark for Managing Financial Risk*. 3. ed. New York: McGraw-Hill, 2007.
- Katiraei, F., Iravani, R., Hatziargyriou, N., Dimeas, A. (2008). Microgrids management, *IEEE Power and Energy Magazine* 6(3): 54–65.
- Khodaei, A., Bahramirad, S., & Shahidehpour, M. (2015). Microgrid Planning Under Uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(5), 2417–2425.
- Kakran, S., & Chanana, S. (2018). Smart operations of smart grids integrated with distributed generation: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(March 2017), 524–535.
- Lasseter, R. and Piagi, P. (2004). Microgrid: A conceptual Solution, PESC – Power Electronics Specialists Conference, Aachen, Germany, pp. 1-6.
- Lasseter, R. (2002). Microgrids, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting I*: pp. 305-308.
- Lasseter, R. H. (2011). Smart distribution: Coupled microgrids. *Proceedings of the IEEE*, 99(6), 1074–1082.
- Li B, Roche R, Paire D, Miraoui A. (2017). Sizing of a stand-alone microgrid considering electric power, cooling/heating, hydrogen loads and hydrogen storage degradation. *Appl Energy*. 2017;205(September):1244-1259.

- Liu, J., Member, S., Chen, H., Zhang, W., Yurkovich, B., & Rizzoni, G. (2017). *for Grid-Connected Microgrids : A Chance Constrained Programming Approach*. 8(6), 2585–2596.
- Lotero, R.C., Colombari, L.F. dos S. (2015). Seleção e operação ótima de tecnologia para geração distribuída a partir de biogás, *XVI Encuentro Regional Iberoamericano de Cigré*, Puerto Iguazu, Argentina.
- Maffra, S.A.R. de S. (2013). *Risco e Seleção de portfólios com a medida CVaR e o modelo GO-GARCH*, Instituto Nacional de Matemática Pura e Aplicada - IMPA, Rio de Janeiro, Brasil.
- Martin-Martínez, F., Sánchez-Miralles, A., & Rivier, M. (2016). A literature review of Microgrids: A functional layer based classification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 1133–1153.
- Marnay, C., Chard, J., Hamachi, K., Lipman, T., Moezzi, Ouaglal, B. and Siddiqui, A. (2001). Modeling of customer adoption of distributed energy resources, Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, California, United States of America, pp. 1-122.
- Marnay, C., and Venkataramanan, G. (2006). Microgrids in the Evolving Electricity Generation and Delivery Infrastructure, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, Montreal, Canadá, pp. 1-7.
- Marnay, C., Venkataramanan, G., Stadler, M., Siddiqui, A. S., Firestone, Chandran, B. (2008). Optimal Technology Selection and Operation of Commercial-Building Microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*.
- Marnay C, Stadler M, Siddiqui A. (2013). Applications of optimal building energy system selection and operation. *Proc Inst Mech Eng Part A J Power Energy*. 2013;227(1):82-93.
- Miñambres, M. V. M., Guerrero, M. M. Á., Barrero, G. F. & Montero, M. I. M. (2017). A Grid Connected Photovoltaic Inverter with Battery-Supercapacitor Hybrid Energy Storage, *Sensors* 17(8): 1–18.
- Mohammadi, F., & Sahraei-Ardakani, M. (2020). Multidimensional Scenario Selection for Power Systems with Stochastic Failures. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8950(c), 1–1.
- Morales, J.,M., Conejo, A.,J., Madsen, H., Pinson, P., Zugno, M.(2014) Integrating Renewables in Electricity Markets.
- Nicole Growe-Kuska, Holger Heitsch and Werner Romisch (2003). Scenario Reduction and Scenario Tree Construction for Power Management Problems.
- Ommen, T., Markussen, W. B., & Elmegaard, B. (2014). Comparison of linear, mixed integer and non-linear programming methods in energy system dispatch modelling. *Energy*.
- Pappala, V. S., Erlich, I., & Rohrig, K. (2009). A stochastic model for the optimal operation of wind-thermal power system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 940–950.
- Pineda, S., & Conejo, A. J. (2010). Scenario reduction for risk-averse electricity trading. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 4(6), 694–705.

- Pepermans G., Driesen J., Haeseldonckx D., Belmans R., D'haeseleer W(2005). Distributed generation: Definition, benefits and issues. *Energy Policy*. 2005;33(6):787-798.
- Prodan, I., & Zio, E. (2013). An optimization-based control approach for reliable microgrid energy management under uncertainties. *IEEE Workshop on Integration of Stochastic Energy in Power System*, 1–5.
- Quevedo, P.M. de (2009). *Optimización estocástica de la operación a medio plazo de una empresa generadora*, Dissertação de mestrado, Universidade Pontificia Comillas, Madrid, Espanha.
- Rysanek, A. M., & Choudhary, R. (2013). Optimum building energy retrofits under technical and economic uncertainty. *Energy and Buildings*, 57, 324–337.
- Rockafellar, R. T., & Uryasev, S. (2000). Optimization of conditional value-at-risk. *Journal of Risk*, 2(3), 21-41.
- Rockafellar, R. T. (2001). *Optimization under uncertainty, Lecture notes, University of Washinton*, United states of America.
- Rockafellar, R. T. and Uryasev, S. (2000). Optimization of condicional value-at-risk, *Journal of Risk 2*: pp. 21-41.
- Santos, A. Q. O. (2018). *Gerenciamento ótimo de energia em microrredes inteligentes em modo conectado*. Dissertação de mestrado, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu, Brasil.
- Schneider, F. P. (2019). *Utilizando Gerador a Diesel E Painéis Fotovoltaicos*. Dissertação de mestrado, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel, Brasil.
- Stadler, M., Groissböck, M., Cardoso, G., & Marnay, C. (2014). Optimizing Distributed Energy Resources and building retrofits with the strategic DER-CAModel. *Applied Energy*, 132, 557–567.
- Swaroop, P. V., Erlich, I., Rohrig, K., & Dobschinski, J. (2009). A stochastic model for the optimal operation of a wind-thermal power system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2), 940–950.
- Siddiqui, A., Marney, C. (2008). Distributed generation investment by a microgrid under uncertainty, *Energy* 33: pp. 1729-1737.
- Soroudi, A., & Amraee, T. (2013). Decision making under uncertainty in energy systems: State of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 28, 376–384.
- Villalva, E. G., and Ramos, A. (2003). Optimal energy management of na industrial consumer in liberalized markets, *IEEE transactions on Power Systems* 18(2): pp. 716,723.
- Villalva, E. G., and Ramos, A. (2004). A two-stage stochastic model for energy contracting decisions of na industrial consumer, *10th International Conference on Stochastic Programming*, Tucson, United States of America, pp. 1-22.

Zenios, S., Consiglio, A., & Nielsen, S. S. (2012). Practical Financial Optimization: A Library of GAMS Models. In *Practical Financial Optimization: A Library of GAMS Models*.

Anexo

Custo em cada cenário para os casos 1, 2 e 3.

Tabela A.1: Custo em cada cenário para o caso 1

	Custo (R\$/ano)		Custo (R\$/ano)		Custo (R\$/ano)		Custo (R\$/ano)
C1	31046,64	C126	28641,33	C251	29281,01	C376	28799,59
C2	28683,74	C127	31169,6	C252	30205,58	C377	28615,83
C3	29458,88	C128	29388,07	C253	30379,48	C378	29597,6
C4	30297,02	C129	28987,33	C254	29081,73	C379	28184,79
C5	31559,9	C130	31123,29	C255	29571,69	C380	29632,32
C6	29731,96	C131	28909,08	C256	30498,13	C381	28859,96
C7	29639,38	C132	28672,45	C257	27697,83	C382	28954,6
C8	29590,93	C133	30283,21	C258	27823,53	C383	29395,13
C9	29903,9	C134	29200,39	C259	29725,07	C384	30705,43
C10	29882,72	C135	29798,82	C260	29694,03	C385	27710,9
C11	30635,94	C136	29909,59	C261	30102,91	C386	29388,07
C12	31025,82	C137	29555,88	C262	29240,88	C387	29055,64
C13	30135,71	C138	29787,73	C263	27570,39	C388	28481,84
C14	29261,92	C139	30730,14	C264	29409	C389	30341,89
C15	28694	C140	29477,99	C265	30132,3	C390	30277,47
C16	29011,38	C141	30328,23	C266	30686,61	C391	29654,8
C17	29888,02	C142	30968,11	C267	28902,39	C392	28700,67
C18	30075,35	C143	30261,41	C268	29490,85	C393	29645,93
C19	30000,81	C144	30230,3	C269	28667,23	C394	29995,74
C20	28563,5	C145	28486,79	C270	30154,54	C395	29643,19
C21	28150,34	C146	30851,87	C271	29016,47	C396	29158,34
C22	29286,89	C147	30615,6	C272	27926,89	C397	30309,38
C23	28835,28	C148	29116,74	C273	30774,96	C398	29405,83
C24	31634,62	C149	29953,54	C274	30102,34	C399	30856,61
C25	30495,07	C150	29543,03	C275	28192,08	C400	29564,46
C26	28981,14	C151	29842,03	C276	29094,65	C401	30501,91
C27	29759,79	C152	29548,18	C277	29176,78	C402	30821,24
C28	29689,34	C153	30746,51	C278	29477,78	C403	31439,56
C29	28761,01	C154	28270,66	C279	29554,13	C404	29889,78
C30	30220,31	C155	29336,45	C280	29520,29	C405	30495,75

C31	29455,94	C156	29288,48	C281	29476,61	C406	30007,94
C32	30419,62	C157	30710,02	C282	30935,28	C407	29655,15
C33	30461,53	C158	30756,15	C283	30018,55	C408	29653,23
C34	30351,53	C159	28978,94	C284	29796,89	C409	29752,8
C35	28610,22	C160	30823,6	C285	29840,21	C410	28227,65
C36	30146,7	C161	29745,98	C286	30244,3	C411	29115,95
C37	28531,48	C162	28621,11	C287	29004,95	C412	29491,47
C38	28932,8	C163	29541,38	C288	29153,22	C413	30424,21
C39	29510,78	C164	28996,84	C289	30567,95	C414	29977,89
C40	30346,33	C165	30050,63	C290	30996,59	C415	28482,06
C41	28891,4	C166	28771,8	C291	29005,96	C416	29638,61
C42	29995,29	C167	29405,43	C292	28702,35	C417	30235,86
C43	30748,07	C168	29222,91	C293	30143,28	C418	30607,27
C44	28752,23	C169	30269,91	C294	31203,78	C419	30052,29
C45	28704,24	C170	27714,94	C295	31099,92	C420	30146,81
C46	28979,53	C171	29720,53	C296	31180,66	C421	28453,23
C47	29958,82	C172	28786,21	C297	28919,25	C422	28350,29
C48	30093,31	C173	31009,98	C298	28689,06	C423	30086,58
C49	29868,57	C174	29886,97	C299	30020,17	C424	29817,33
C50	28532,78	C175	30058,08	C300	29731,59	C425	29727,43
C51	29249,13	C176	29287,66	C301	30742,88	C426	30023,99
C52	29863,41	C177	29894,31	C302	29304,85	C427	29083,13
C53	28633,67	C178	30232,04	C303	31082,08	C428	28042,24
C54	30298,01	C179	30681,7	C304	29980,08	C429	29873,79
C55	29309,67	C180	28755,95	C305	29770,91	C430	29325,3
C56	29937,35	C181	29399,01	C306	29850,51	C431	27702,94
C57	29760,53	C182	30800,11	C307	29954,14	C432	28534,21
C58	29392,56	C183	29648,18	C308	29890,02	C433	28606,25
C59	28951,65	C184	29274,34	C309	28862,24	C434	30678,53
C60	29087,45	C185	29470,89	C310	28251,56	C435	30076,32
C61	28794,43	C186	30148,17	C311	30137,66	C436	28926,99
C62	30745,41	C187	29873,9	C312	29253,1	C437	27409,01
C63	29550,23	C188	29777,94	C313	30220,7	C438	30167,15
C64	28371,09	C189	29448,46	C314	29332,36	C439	30156,26
C65	28896,3	C190	30045,57	C315	27959,37	C440	28312,86
C66	30333,87	C191	30112,43	C316	28294,17	C441	29382,73
C67	30089,14	C192	30648,65	C317	29627,39	C442	29232,09
C68	29848,9	C193	29651,64	C318	28531,07	C443	31932,69
C69	30403,57	C194	29706,94	C319	30526,6	C444	28082,63

C70	28910,25	C195	30328,12	C320	28509,18	C445	28175,79
C71	28170,1	C196	28192,34	C321	29838,34	C446	30310,88
C72	28674,4	C197	29971,44	C322	28843,17	C447	29162,4
C73	30157,69	C198	28527,67	C323	29797,06	C448	29395,26
C74	29799,47	C199	28263,99	C324	29080,68	C449	29869,7
C75	30232,78	C200	31129,37	C325	29711,23	C450	29449,52
C76	30127,68	C201	30525,97	C326	29605,98	C451	30072,07
C77	29587	C202	29156,56	C327	29816,73	C452	28031,1
C78	29393,38	C203	28930,56	C328	30089,29	C453	30075,83
C79	29039,09	C204	28863,2	C329	29575,54	C454	30469,98
C80	29766,01	C205	27679,12	C330	29245,29	C455	31059,33
C81	30063,18	C206	29880,86	C331	30677,18	C456	29808,51
C82	29755,6	C207	30846,92	C332	30193,58	C457	28957,59
C83	28398,58	C208	30118,95	C333	28984,4	C458	30664,27
C84	28541,96	C209	30918,06	C334	29101,69	C459	30111,71
C85	29632,47	C210	29773,6	C335	29395,66	C460	30098,29
C86	29392,7	C211	30353,41	C336	29800,82	C461	29771,04
C87	29742,25	C212	30462,89	C337	28652,55	C462	29874,05
C88	29615,41	C213	28629,98	C338	28979,8	C463	31256,93
C89	27751,09	C214	28718,82	C339	28176,58	C464	29923,8
C90	29325,66	C215	30026,88	C340	29079,89	C465	29979,31
C91	29709,87	C216	29479,57	C341	30677,68	C466	28785,51
C92	29013,45	C217	28743,31	C342	29799,13	C467	29970,82
C93	30305,73	C218	29427,33	C343	28780,52	C468	30067,13
C94	29562,22	C219	30920,26	C344	28867,43	C469	29644,9
C95	30128,91	C220	30002,46	C345	29286,99	C470	29305,9
C96	29785,23	C221	30964,23	C346	29636,48	C471	30375,51
C97	30222,44	C222	29641,81	C347	30022,13	C472	29116,39
C98	29817,37	C223	28444,96	C348	30142,83	C473	28403,1
C99	29909,4	C224	29905,87	C349	29620,26	C474	29683,34
C100	29949,73	C225	30354,11	C350	29618,26	C475	28275,72
C101	29462,27	C226	28695,36	C351	28507,16	C476	30191,27
C102	31104,03	C227	30993,05	C352	29999,86	C477	30033,91
C103	29097,95	C228	29147,69	C353	30078,1	C478	30516,34
C104	30754,52	C229	27810,14	C354	29214,29	C479	29483,34
C105	28397,53	C230	29736,01	C355	30304,44	C480	29359,92
C106	29257,02	C231	29672,75	C356	30540,06	C481	30245,46
C107	28789,86	C232	28333,83	C357	29802,01	C482	29319,05
C108	29735,22	C233	28967,77	C358	29167,59	C483	29855,34

C109	29224,1	C234	28963,03	C359	29622,42	C484	29107,53
C110	30081,74	C235	29424,35	C360	29682,98	C485	29052,42
C111	29716,94	C236	28667,56	C361	29357,75	C486	29206,55
C112	29206,07	C237	29784,75	C362	30219,22	C487	30838
C113	30284,81	C238	28660,74	C363	30020,52	C488	29838,15
C114	30449,61	C239	30097,52	C364	29338,92	C489	29153,5
C115	30433,34	C240	29906,22	C365	31207,27	C490	28124,36
C116	29023,47	C241	29412,74	C366	30353,25	C491	29475,49
C117	29847,14	C242	29442,65	C367	28675,49	C492	28938,94
C118	29779,93	C243	29385,09	C368	30219,53	C493	30003,23
C119	30359,87	C244	27519,25	C369	30707,23	C494	27824,03
C120	29514,23	C245	29994,81	C370	29347,07	C495	28886,84
C121	29778,47	C246	29389,89	C371	30635,65	C496	30594,29
C122	29009,42	C247	29130,31	C372	29589,29	C497	28873,68
C123	29816,8	C248	29479,8	C373	29369,43	C498	29939,82
C124	29059,79	C249	29178,33	C374	29257,11	C499	29511,79
C125	29029,08	C250	30094,41	C375	28448,17	C500	29391,33

Tabela A.2: Custo em cada cenário para o caso 2

	Custo (R\$/ano)		Custo (R\$/ano)		Custo (R\$/ano)		Custo (R\$/ano)
C1	1032,506	C126	-26,3389	C251	-1400,87	C376	616,5788
C2	626,5369	C127	-1005,37	C252	299,1377	C377	929,5775
C3	42,85467	C128	-548,029	C253	-1268,13	C378	-1156,97
C4	-717,575	C129	678,3848	C254	-1349,37	C379	-230,675
C5	-938,093	C130	1094,289	C255	-2252,15	C380	-60,6145
C6	20,27597	C131	-1629,41	C256	829,1467	C381	-269,091
C7	-251,459	C132	-146,211	C257	593,8535	C382	-1309,23
C8	-571,812	C133	738,5616	C258	112,5236	C383	1107,415
C9	-752,309	C134	-1939,48	C259	646,8	C384	1611,433
C10	-1051,94	C135	-1297,95	C260	-1083,02	C385	-1756,56
C11	-625,303	C136	353,5783	C261	763,9567	C386	-1207,73
C12	-1951,04	C137	-149,363	C262	-1416,42	C387	-137,656
C13	-470,469	C138	-514,269	C263	-1350,47	C388	462,6696
C14	568,337	C139	556,3234	C264	-308,749	C389	314,2448
C15	-729,459	C140	-993,526	C265	-786,61	C390	-217,752
C16	-297,278	C141	-240,031	C266	-658,476	C391	779,2121
C17	752,2304	C142	141,6686	C267	1521,955	C392	21,8835

C18	97,74338	C143	-828,541	C268	1115,441	C393	-258,508
C19	-689,217	C144	-18,6036	C269	855,6487	C394	-191,654
C20	-756,303	C145	-1816,75	C270	-1659,67	C395	-1028,63
C21	505,0123	C146	-278,164	C271	-333,797	C396	-1494,75
C22	-40,0273	C147	-475,292	C272	-705,711	C397	-175,289
C23	-975,086	C148	-1121,69	C273	681,2178	C398	-603,658
C24	1625,579	C149	-239,414	C274	385,8605	C399	-753,209
C25	-2882,91	C150	-555,988	C275	399,6049	C400	392,2889
C26	-873,215	C151	-88,063	C276	312,8231	C401	716,8382
C27	-164,047	C152	688,9747	C277	-440,507	C402	1164,468
C28	-869,261	C153	-290,719	C278	-536,285	C403	955,97
C29	1410,332	C154	-1169,72	C279	-428,898	C404	-1536,57
C30	-94,2857	C155	-55,624	C280	-1335,82	C405	-663,48
C31	-1559,97	C156	-1798,41	C281	-1608,02	C406	-1303,1
C32	27,26672	C157	949,2133	C282	-1026,31	C407	312,3397
C33	-821,778	C158	165,8533	C283	782,6582	C408	796,3479
C34	-504,057	C159	477,6713	C284	1886,114	C409	216,0045
C35	157,3914	C160	-99,9508	C285	-41,2693	C410	-775,216
C36	-501,491	C161	-562,688	C286	482,9025	C411	-235,229
C37	-618,899	C162	271,6916	C287	-1105,59	C412	-1003,1
C38	-312,44	C163	-2038,45	C288	152,0324	C413	611,3771
C39	-436,562	C164	-1037,74	C289	-1632,09	C414	-1505,29
C40	62,14092	C165	-476,751	C290	133,8664	C415	444,3026
C41	-46,7776	C166	40,44658	C291	-7,41143	C416	-1,6688
C42	-1148,15	C167	-825,731	C292	-829,857	C417	362,4336
C43	590,5631	C168	-36,8735	C293	458,3698	C418	-2377,73
C44	1012,489	C169	-212,888	C294	160,8271	C419	-712,689
C45	-440,304	C170	-1485,02	C295	-277,545	C420	-586,16
C46	-635,888	C171	-2,82942	C296	-737,304	C421	-687,277
C47	-405,801	C172	950,3987	C297	1093,949	C422	-1786,92
C48	-357,938	C173	188,94	C298	-1311,42	C423	957,0781
C49	-471,761	C174	-1000,64	C299	-714,238	C424	-94,8915
C50	-1973,25	C175	1657,506	C300	344,5815	C425	-40,9952
C51	307,7805	C176	-866,047	C301	-416,388	C426	-1561,1
C52	866,0742	C177	172,7422	C302	-832,148	C427	-904,502
C53	-146,522	C178	1197,738	C303	-61,9405	C428	-70,2779
C54	923,4906	C179	2017,653	C304	664,0347	C429	702,0648
C55	1127,609	C180	-543,311	C305	-1327,55	C430	-1279,33
C56	-2,10599	C181	907,1029	C306	-731,996	C431	-200,556

C57	-159,302	C182	-1527,04	C307	-1722,39	C432	-290,492
C58	-610,813	C183	-476,935	C308	351,5774	C433	-1318,65
C59	-499,037	C184	564,3803	C309	-192,51	C434	924,2924
C60	432,9596	C185	485,0665	C310	-345,643	C435	966,3029
C61	-641,277	C186	-979,677	C311	500,9853	C436	356,0179
C62	-128,692	C187	-247,892	C312	396,0139	C437	883,5381
C63	-1466,09	C188	103,1109	C313	-697,658	C438	-168,641
C64	-1694,28	C189	-417,718	C314	-469,453	C439	-1411,57
C65	-242,444	C190	-598,668	C315	-869,958	C440	-219,099
C66	-736,903	C191	322,4334	C316	-747,317	C441	-1285,96
C67	45,00654	C192	-502,53	C317	-1659,91	C442	1621,358
C68	-387,045	C193	-1738,06	C318	-1053,79	C443	-159,556
C69	-753,849	C194	-1386,72	C319	-13,0787	C444	-478,323
C70	-1332,7	C195	29,47442	C320	-263,522	C445	-2005,8
C71	304,3881	C196	-1466,22	C321	309,358	C446	-346,806
C72	129,1383	C197	40,37776	C322	-250,079	C447	-857,818
C73	-32,2853	C198	-11,2928	C323	288,9309	C448	-208,761
C74	-310,644	C199	-578,382	C324	-380,024	C449	-856,637
C75	-26,7601	C200	-335,043	C325	-1679,88	C450	-577,857
C76	184,1234	C201	52,69673	C326	550,016	C451	-403,206
C77	247,4083	C202	587,2764	C327	-593,248	C452	-963,742
C78	-619,061	C203	-324,958	C328	-1,17287	C453	-326,922
C79	-1459,94	C204	-774,56	C329	398,6334	C454	927,4685
C80	-46,9718	C205	-332,978	C330	103,2003	C455	710,0276
C81	-700,391	C206	535,2997	C331	1137,62	C456	-988,983
C82	1326,098	C207	800,1386	C332	-1097,3	C457	307,6798
C83	-1531,95	C208	-462,923	C333	75,79611	C458	-161,519
C84	865,7601	C209	165,3583	C334	-1248,54	C459	-374,005
C85	-711,802	C210	-2195,91	C335	802,5805	C460	834,446
C86	570,9598	C211	-45,0256	C336	-304,856	C461	979,6163
C87	-269,08	C212	-967,712	C337	-1987,53	C462	1189,105
C88	206,5743	C213	-523,127	C338	-475,872	C463	-788,859
C89	183,9966	C214	-385,64	C339	-684,928	C464	-585,104
C90	-289,939	C215	613,3128	C340	483,4223	C465	-1092,54
C91	-606,095	C216	-135,155	C341	-85,2089	C466	-982,132
C92	-595,416	C217	383,5988	C342	-417,596	C467	-630,668
C93	405,809	C218	-1359,93	C343	126,7658	C468	-162,682
C94	-795,939	C219	426,3504	C344	348,4489	C469	-2569,44
C95	277,3506	C220	-368,198	C345	-2208,82	C470	-1046,08

C96	514,5301	C221	-1789,28	C346	-363,555	C471	526,2093
C97	-344	C222	-505,196	C347	-122,041	C472	-1554,86
C98	237,0101	C223	-205,852	C348	-1424,64	C473	20,0232
C99	-1485,85	C224	532,5018	C349	-102,277	C474	-408,258
C100	608,2517	C225	-213,804	C350	-1769,22	C475	-109,81
C101	326,8042	C226	-1289	C351	73,31449	C476	-313,542
C102	170,4182	C227	-976,812	C352	-296,508	C477	216,4199
C103	351,4754	C228	199,0479	C353	497,1281	C478	-849,379
C104	36,74505	C229	-94,2336	C354	-227,02	C479	92,99163
C105	277,1666	C230	122,5562	C355	815,4942	C480	-1171,25
C106	-1771,4	C231	-726,921	C356	202,376	C481	-1785,82
C107	-1523,21	C232	-567,995	C357	-455,607	C482	711,6883
C108	-37,8258	C233	-976,941	C358	769,002	C483	-1327,57
C109	1034,954	C234	-910,544	C359	-833,766	C484	-413,073
C110	263,002	C235	-1308,64	C360	-36,7431	C485	-831,233
C111	-970,341	C236	-212,147	C361	332,5529	C486	-1504,17
C112	-1209,03	C237	90,24364	C362	709,4013	C487	-975,112
C113	-32,4452	C238	-75,3533	C363	-756,015	C488	795,6117
C114	-135,661	C239	78,29358	C364	933,2497	C489	-327,802
C115	821,9406	C240	109,4611	C365	640,5274	C490	-584,588
C116	-302,258	C241	1491,596	C366	-252,859	C491	449,9674
C117	-1349,3	C242	-371,563	C367	-871,294	C492	341,6896
C118	1461,672	C243	286,48	C368	-133,098	C493	409,0342
C119	-410,753	C244	-156,363	C369	-1854,3	C494	-1185,8
C120	785,2578	C245	-643,563	C370	52,38514	C495	-1354,97
C121	-1092,72	C246	-1718,96	C371	-569,628	C496	-1,61562
C122	292,713	C247	541,0026	C372	158,6854	C497	-189,717
C123	-1892,9	C248	-770,511	C373	-1245,37	C498	343,2311
C124	627,9662	C249	874,5358	C374	-258,138	C499	-1042,97
C125	-73,9135	C250	-279,653	C375	-115,337	C500	-1530,85

Tabela A.3: Custo em cada cenário para o caso 3

	Custo (R\$/ano)		Custo (R\$/ano)		Custo (R\$/ano)		Custo (R\$/ano)
C1	1494,21	C126	985,27	C251	1023,14	C376	908,64
C2	845,37	C127	902,89	C252	1303,45	C377	1298,71
C3	800,93	C128	-1194,52	C253	976,67	C378	659,77
C4	853,44	C129	2235,01	C254	1294,76	C379	1411,47

C5	1445,75	C130	1490,89	C255	-76,42	C380	738,95
C6	3332,93	C131	774,24	C256	891,77	C381	1413,69
C7	1569,40	C132	906,30	C257	629,27	C382	632,60
C8	1278,09	C133	772,88	C258	-50,35	C383	1254,33
C9	1510,76	C134	990,88	C259	1110,60	C384	1541,93
C10	1743,29	C135	725,84	C260	760,76	C385	1166,67
C11	1675,11	C136	1341,02	C261	642,35	C386	1245,58
C12	118,18	C137	1545,49	C262	2076,73	C387	1008,05
C13	1484,58	C138	1426,75	C263	39,63	C388	1848,08
C14	-291,22	C139	1391,08	C264	1164,98	C389	2277,73
C15	660,51	C140	-246,16	C265	665,66	C390	1607,72
C16	428,40	C141	1491,75	C266	-380,46	C391	1480,31
C17	1430,78	C142	1236,01	C267	1852,23	C392	135,59
C18	2038,97	C143	479,33	C268	1784,14	C393	519,99
C19	1049,44	C144	1477,78	C269	475,76	C394	176,81
C20	872,25	C145	2535,03	C270	1015,84	C395	1128,06
C21	3144,66	C146	3284,14	C271	1767,11	C396	674,50
C22	-133,42	C147	-113,11	C272	2091,57	C397	1240,67
C23	318,39	C148	357,12	C273	1374,04	C398	299,87
C24	2406,68	C149	46,02	C274	199,38	C399	-348,28
C25	1198,50	C150	1969,16	C275	-499,26	C400	1899,63
C26	1702,56	C151	1278,29	C276	2838,14	C401	1524,83
C27	735,22	C152	-332,87	C277	-376,92	C402	1352,67
C28	1951,36	C153	1271,04	C278	573,22	C403	2362,17
C29	620,79	C154	-314,31	C279	1666,18	C404	1246,09
C30	1224,75	C155	1513,96	C280	356,58	C405	1148,79
C31	1608,04	C156	-1202,23	C281	1061,94	C406	1758,87
C32	132,01	C157	1979,38	C282	2421,75	C407	215,32
C33	1870,58	C158	2053,10	C283	794,42	C408	1264,05
C34	1962,48	C159	162,06	C284	1074,75	C409	131,68
C35	1062,67	C160	1358,27	C285	984,17	C410	19,52
C36	1650,94	C161	1851,29	C286	-449,57	C411	409,96
C37	1553,64	C162	414,77	C287	2331,99	C412	1509,71
C38	3162,58	C163	-189,60	C288	654,48	C413	2195,09
C39	345,47	C164	2744,61	C289	1436,72	C414	553,81
C40	1662,04	C165	937,07	C290	997,99	C415	432,52
C41	785,58	C166	134,68	C291	0,15	C416	-61,51
C42	-151,79	C167	-126,93	C292	1636,95	C417	2028,18
C43	1233,17	C168	700,03	C293	1870,00	C418	616,01

C44	258,92	C169	1683,68	C294	1643,19	C419	1797,21
C45	721,06	C170	442,10	C295	750,21	C420	737,14
C46	332,51	C171	638,38	C296	198,08	C421	1488,57
C47	1494,94	C172	761,00	C297	1417,04	C422	579,10
C48	1521,86	C173	757,20	C298	1956,58	C423	1694,44
C49	1692,05	C174	1272,70	C299	2015,18	C424	127,01
C50	-80,80	C175	875,35	C300	2029,80	C425	1234,45
C51	2394,99	C176	103,41	C301	1554,58	C426	1622,10
C52	993,60	C177	-246,73	C302	1267,44	C427	1518,29
C53	1060,14	C178	1974,98	C303	1370,40	C428	521,68
C54	1167,49	C179	948,16	C304	-243,73	C429	1133,33
C55	1734,59	C180	177,56	C305	2182,50	C430	59,75
C56	2570,54	C181	1146,73	C306	-5,93	C431	746,47
C57	2399,06	C182	-0,75	C307	899,43	C432	-609,90
C58	1965,59	C183	638,36	C308	879,84	C433	888,74
C59	628,48	C184	422,79	C309	1261,90	C434	1146,36
C60	1574,36	C185	2548,09	C310	1751,62	C435	1283,33
C61	1479,57	C186	1273,31	C311	1128,24	C436	-91,19
C62	1675,45	C187	-782,13	C312	1487,20	C437	839,53
C63	1404,15	C188	2243,32	C313	2133,11	C438	1528,94
C64	-149,83	C189	1697,38	C314	733,80	C439	846,99
C65	1323,80	C190	1408,16	C315	603,42	C440	-306,89
C66	2775,65	C191	1958,61	C316	520,75	C441	288,90
C67	-330,89	C192	445,32	C317	1249,86	C442	1446,23
C68	2164,70	C193	-264,42	C318	1351,46	C443	1231,00
C69	1338,27	C194	-441,34	C319	1547,26	C444	-328,91
C70	2157,24	C195	356,86	C320	1992,31	C445	276,08
C71	1009,99	C196	420,86	C321	1295,18	C446	838,18
C72	418,91	C197	1163,96	C322	569,60	C447	2357,04
C73	1911,01	C198	1066,91	C323	-651,09	C448	983,28
C74	805,28	C199	577,18	C324	-831,76	C449	283,83
C75	1318,64	C200	1318,02	C325	1455,82	C450	1082,70
C76	2259,95	C201	1810,80	C326	1022,00	C451	829,79
C77	399,75	C202	1527,79	C327	1221,24	C452	571,69
C78	909,17	C203	768,58	C328	2049,40	C453	1427,34
C79	-417,23	C204	1400,55	C329	1945,96	C454	1394,51
C80	1422,18	C205	-571,72	C330	1207,23	C455	753,33
C81	1784,87	C206	1197,29	C331	949,01	C456	2006,44
C82	1007,55	C207	1490,77	C332	1497,70	C457	1806,95

C83	905,70	C208	827,31	C333	821,16	C458	1244,91
C84	518,82	C209	1439,82	C334	390,39	C459	1018,20
C85	2674,20	C210	591,47	C335	1790,00	C460	2699,75
C86	1867,89	C211	1817,19	C336	454,13	C461	896,64
C87	950,53	C212	835,50	C337	-952,21	C462	-535,93
C88	755,00	C213	593,74	C338	1427,18	C463	2466,79
C89	1559,75	C214	7,88	C339	881,94	C464	-547,79
C90	1993,15	C215	1462,71	C340	1950,40	C465	457,97
C91	1187,93	C216	613,11	C341	2455,39	C466	122,85
C92	288,46	C217	1053,71	C342	1116,08	C467	701,63
C93	2130,48	C218	219,10	C343	1724,90	C468	-120,45
C94	177,30	C219	1490,32	C344	434,67	C469	-1036,17
C95	973,82	C220	1338,21	C345	366,81	C470	730,51
C96	634,64	C221	151,06	C346	1589,58	C471	1699,28
C97	951,17	C222	1731,70	C347	2380,88	C472	548,72
C98	2588,55	C223	-1198,74	C348	2049,69	C473	-663,23
C99	-144,43	C224	2273,59	C349	990,39	C474	303,34
C100	1061,22	C225	1472,62	C350	2336,72	C475	871,94
C101	1426,79	C226	723,16	C351	1366,51	C476	2172,12
C102	675,25	C227	930,53	C352	358,53	C477	2342,34
C103	298,56	C228	1035,29	C353	1145,23	C478	-144,00
C104	1585,32	C229	1372,28	C354	469,40	C479	2915,55
C105	932,79	C230	424,48	C355	2358,58	C480	1300,38
C106	551,75	C231	-356,44	C356	2474,76	C481	1243,58
C107	1192,00	C232	922,77	C357	1796,62	C482	2313,87
C108	1545,02	C233	1410,83	C358	910,04	C483	1108,88
C109	732,86	C234	1076,24	C359	1176,60	C484	720,02
C110	1636,43	C235	649,96	C360	226,95	C485	1798,49
C111	1709,61	C236	-345,92	C361	-213,05	C486	2260,27
C112	1371,68	C237	398,20	C362	1816,71	C487	955,84
C113	1373,74	C238	1912,00	C363	231,05	C488	1632,80
C114	1796,04	C239	359,22	C364	2269,46	C489	555,51
C115	1499,80	C240	2461,72	C365	1549,93	C490	1212,72
C116	2865,27	C241	171,26	C366	1875,73	C491	737,82
C117	2052,57	C242	734,35	C367	-32,74	C492	988,96
C118	1412,89	C243	2259,91	C368	701,15	C493	1046,36
C119	611,37	C244	134,23	C369	649,01	C494	-27,53
C120	3137,77	C245	-31,29	C370	1886,06	C495	1792,64
C121	1526,09	C246	195,46	C371	1516,72	C496	2085,71

C122	1284,63	C247	1256,46	C372	1284,58	C497	897,47
C123	801,78	C248	458,08	C373	2213,21	C498	1531,61
C124	1092,19	C249	1468,54	C374	1380,39	C499	436,19
C125	1441,55	C250	2526,17	C375	1319,91	C500	1095,09