

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DARWIN ALEXIS QUIJANO RODEZNO

**SOLUÇÃO BASEADA EM PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA PARA A GESTÃO DE
REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS CONSIDERANDO EFICIÊNCIA
ENERGÉTICA**

Ilha Solteira

2018

DARWIN ALEXIS QUIJANO RODEZNO

**SOLUÇÃO BASEADA EM PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA PARA A GESTÃO DE
REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS CONSIDERANDO EFICIÊNCIA
ENERGÉTICA**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia do
Campus de Ilha Solteira – UNESP como parte
dos requisitos para obtenção do título de Doutor
em Engenharia Elétrica.
Especialidade: Automação.

Prof. Dr. Antônio Padilha Feltrin
Orientador

Ilha Solteira

2018

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

Q66s Quijano Rodezno, Darwin Alexis.
Solução baseada em programação estocástica para a gestão de redes de distribuição ativas considerando eficiência energética / Darwin Alexis Quijano Rodezno. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2018
148 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2018

Orientador: Antônio Padilha Feltrin
Inclui bibliografia

1. Conservation voltage reduction. 2. Eficiência energética. 3. Geração distribuída. 4. Gestão de redes ativas. 5. Otimização estocástica.

Raiane da Silva Santos
Raiane da Silva Santos

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO


TÍTULO DA TESE: SOLUÇÃO BASEADA EM PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA PARA A GESTÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS CONSIDERANDO EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

AUTOR: DARWIN ALEXIS QUIJANO RODEZNO

ORIENTADOR: ANTONIO PADILHA FELTRIN

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: AUTOMAÇÃO pela Comissão Examinadora:


Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. RUBEN AUGUSTO ROMERO LAZARO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira


Prof. Dr. LUIZ CARLOS PEREIRA DA SILVA
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica / Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP


Profa. Dra. AHDA PIONKOSKI GRILO PAVANI
Centro de Engenharias e Ciências Sociais Aplicadas - CECS / Universidade Federal do ABC

Ilha Solteira, 19 de abril de 2018

À memória de meu irmão Randy

AGRADECIMENTOS

A Deus por me permitir percorrer um caminho iluminado de ensino e alegria.

A meus pais Rosa Lúcia Rodezno e Jesus Ovidio Quijano e a meus irmãos Allan, Belkis, Sully e Randy por seu carinho e incondicional apoio em todos os meus empreendimentos.

Ao professor António Padilha Feltrin pela sua orientação, pelo apoio e pela confiança em mim depositada.

Ao professor Jianhui Wang pela acolhida no *Argonne National Laboratory* e pela sua colaboração no desenvolvimento deste trabalho.

A todos os professores do LaPSEE pelos conhecimentos que me transmitiram e que foram importantes na minha formação.

Aos amigos que demonstraram sua amizade nos momentos mais difíceis.

Aos companheiros pela empatia expressada durante a minha estadia no LaPSEE.

À FAPESP e à CAPES pelo apoio financeiro através do processo nº 2014/14201-0, Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP).

À FAPESP pelo apoio financeiro através do processo nº 2015/12911-3, Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP).

*Drill deep enough into any problem and you
will find both simplicity and elegance.*

H. P.

RESUMO

Atualmente, existe uma tendência para aumentar a participação da Geração Distribuída (GD) baseada em Fontes de Energia Renováveis (FER) no suprimento do consumo global de energia elétrica. Esta tendência está sendo impulsionada principalmente por iniciativas governamentais destinadas a aumentar a eficiência energética, aumentar o uso da energia proveniente das FER e reduzir as emissões de gases de efeito estufa. No entanto, à medida que seu nível de penetração aumenta, a GD pode dar origem a um sistema incapaz de fornecer energia de forma confiável e de acordo com os padrões de qualidade. Nesse cenário, a Gestão de Redes Ativas (GRA) surge como uma alternativa para a integração de grandes montantes de GD. A GRA promove a disponibilização de instrumentos comerciais e regulatórios, e o fornecimento das redes de distribuição com tecnologias de automação para procurar serviços ancilares e flexibilidade a partir da GD. A GRA requer o desenvolvimento de ferramentas computacionais para coordenar a implementação de esquemas de controle inteligentes, chamados de esquemas de GRA, a fim de otimizar a utilização e operação das redes. Neste trabalho, são propostos modelos de otimização e técnicas de solução para a GRA considerando a integração de GD solar fotovoltaica e eólica e a eficiência energética. O primeiro modelo é desenvolvido para determinar a capacidade máxima de GD que pode ser alocada em uma rede de distribuição quando se considera o efeito da tensão na eficiência das cargas. No segundo modelo, o procedimento de controlar os níveis de tensão para reduzir a demanda das cargas é implementado para economia de energia e para o balanço de geração e demanda, através de uma estratégia projetada para o planejamento da operação de redes de distribuição ativas. Em ambos os modelos as incertezas são consideradas através de formulações de programação estocásticas de dois estágios. Os esquemas de GRA considerados são o controle coordenado da tensão através de reguladores de tensão e transformadores com comutador de tap sob carga, suporte de potência reativa através da GD, e corte de geração. A técnica de solução envolve a discretização das funções de densidade de probabilidade que definem os parâmetros incertos através de um processo de geração e redução de cenários. Depois, o método de decomposição de Benders é aplicado para reduzir o esforço computacional necessário para resolver os problemas formulados. Os algoritmos desenvolvidos foram testados em dois sistemas teste IEEE e os resultados mostraram benefícios importantes para a integração de GD e a eficiência energética.

Palavras-chave: *Conservation voltage reduction*. Eficiência energética. Geração distribuída. Gestão de redes ativas. Otimização estocástica.

ABSTRACT

Nowadays, there is a trend to increase the participation of distributed generation (DG) based on renewable energy sources in supplying the global electricity consumption. This trend is being driven mainly by government initiatives to increase energy efficiency, convert the energy use to renewable sources and reduce greenhouse gas emissions. However, as its penetration level increases, the DG can give rise to a system unable to deliver energy reliably and according to quality standards. In this scenario, active network management (ANM) emerges as an alternative for the integration of large amounts of DG. ANM promotes the availability of commercial and regulatory instruments and the provision of distribution networks with automation technologies for procuring ancillary services and flexibility from the DG. ANM requires the development of computational tools to coordinate the implementation of intelligent control schemes, called ANM schemes, in order to optimize the utilization and operation of distribution networks. In this work, optimization models and solution techniques are proposed for ANM considering the integration of solar and wind-based DG and energy efficiency. The first model is developed to determine the maximum capacity of DG that can be allocated in a distribution network when considering the effect of voltage on load efficiency. In the second model, the procedure of controlling the voltage levels to reduce the load demand is implemented for energy saving and for balancing the demand and generation, in a strategy designed for the operation planning of active distribution networks. In both models the uncertainties are considered through two-stage stochastic programming formulations. The ANM schemes considered are the coordinated voltage control through voltage regulators and transformers with on-load tap changer, reactive power support from the DG, and DG generation curtailment. The solution technique involves the discretization of the probability density functions that define the uncertain parameters through a scenario generation and reduction process. Then, the Benders decomposition method is applied in order to reduce the computational effort required to solve the formulated problems. The developed algorithms were tested in two IEEE test systems and the results showed important benefits for the integration of DG and energy efficiency.

Keywords: Conservation voltage reduction. Energy efficiency. Distributed generation. Active network management. Stochastic optimization.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Componentes dos sistemas fotovoltaicos.....	38
Figura 2 – Característica $I-V$ para módulos fotovoltaicos.....	39
Figura 3 – Sistema de geração de turbina eólica.....	43
Figura 4 – Curva de desempenho da turbina eólica.....	46
Figura 5 – Curva de capacidade do inversor.....	48
Figura 6 – Redimensionamento do inversor.....	49
Figura 7 – Aplicações de CVR.....	51
Figura 8 – Faixas de tensão de operação segundo a ANEEL.....	51
Figura 9 – Modelo de carga ZIP.....	59
Figura 10 – Efeitos da redução da tensão na eficiência de um motor.....	61
Figura 11 – Estrutura de controle das redes de distribuição ativas.....	71
Figura 12 – Árvore de cenários em problemas de programação estocástica de dois estágios.....	74
Figura 13 – Estrutura dos problemas de programação estocástica de dois estágios.....	78
Figura 14 – Efeito da GD nas perdas elétricas em redes de distribuição.....	83
Figura 15 – Diagrama de uma rede de distribuição radial.....	85
Figura 16 – Aproximação poligonal da curva de capacidade.....	89
Figura 17 – Diagrama do regulador de tensão.....	90
Figura 18 – Diagrama de fluxo do algoritmo de solução.....	101
Figura 19 – Perfil de velocidade do vento previsto para o horizonte de planejamento.....	103
Figura 20 – Perfil de irradiância previsto para o horizonte de planejamento.....	104
Figura 21 – Perfis de demanda previstos para o horizonte de planejamento.....	104
Figura 22 – Diagrama do sistema IEEE de 34 barras.....	105
Figura 23 – Diagrama do sistema IEEE de 123 barras.....	106

Figura 24 – Fronteiras de Pareto do sistema IEEE de 34 barras com GD eólica	108
Figura 25 – Decomposição da variação percentual do consumo de energia no sistema IEEE de 34 barras.	109
Figura 26 – Fluxos de potência reativa através do transformador da subestação para as soluções do Caso 3.	112
Figura 27 – Fronteiras de Pareto do sistema IEEE de 123 barras com GD eólica.	112
Figura 28 – Decomposição da variação percentual do consumo de energia no sistema IEEE de 123 barras.	113
Figura 29 – Fronteiras de Pareto do sistema IEEE de 34 barras com GD eólica e solar.....	114
Figura 30 – Decomposição da variação percentual do consumo de energia no sistema IEEE de 34 barras com GD eólica e solar	115
Figura 31 – Perfis de demanda previstos.....	126
Figura 32 – Perfis de irradiância e de velocidade do vento previstos.	127
Figura 33 – Intercâmbios agendados de potência ativa.....	129
Figura 34 – Valor esperado das tensões às 7:00 e 15:00 h.....	131
Figura 35 – Intercâmbios agendados de potência ativa com nível de penetração de GD de 210%	131
Figura 36 – Valor esperado das tensões às 7:00 e 15:00 h com nível de penetração de GD de 210%.....	133

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tecnologias de geração distribuída.	32
Tabela 2 – Faixas de tensão em redes de distribuição de média tensão segundo a ANEEL....	52
Tabela 3 – Testes de campo de CVR.....	53
Tabela 4 – Razão de energia requerida.....	60
Tabela 5 – Coeficientes de linearização da curva de capacidade.....	89
Tabela 6 – Composição da carga do sistema IEEE de 34 barras.....	105
Tabela 7 – Composição da carga do sistema IEEE de 123 barras.....	106
Tabela 8 – Resultados do caso base para o sistema IEEE-34.....	107
Tabela 9 – Resultados para o sistema IEEE de 34 barras com GD eólica.	109
Tabela 10 – Resultados do caso base para o sistema IEEE de 123 barras.	113
Tabela 11– Resultados para o sistema IEEE de 123 barras com GD eólica.	114
Tabela 12 – Resultados para o sistema IEEE de 34 barras com GD eólica e solar.....	115
Tabela 13 – Energia fornecida pela GD no sistema IEEE de 34 barras.	116
Tabela 14 – Posições agendadas da posição do tap dos dispositivos.....	128
Tabela 15 – Resumo dos resultados para o horizonte de 24 horas.....	130
Tabela 16 – Posições agendadas da posição do tap dos dispositivos com nível de penetração de GD de 210%.....	132
Tabela 17 – Resumo dos resultados para o horizonte de 24 horas com nível de penetração de GD de 210%.	133

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure.</i>
BC	Bancos de Capacitores.
CA	Corrente Alternada.
CC	Corrente Contínua.
CMA	Capacidade Máxima de Alocação.
CVR	<i>Conservation Voltage Reduction.</i>
DMS	<i>Distribution Management System.</i>
FDP	Função de Densidade de Probabilidade.
FED	Fonte de energia Distribuída.
FER	Fonte de Energia Renovável.
GD	Geração Distribuída.
GRA	Gestão de Redes Ativas.
IGDT	<i>Information Gap Decision theory.</i>
IVVC	<i>Integrated Volt-Var Control.</i>
OLTC	<i>On-Load Tap Changer.</i>
OSD	Operador do Sistema de Distribuição.
OST	Operador do sistema de Transmissão.
RT	Regulador de Tensão.
RDA	Rede de Distribuição Ativa
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition.</i>
SVC	<i>Static VAR Compensator.</i>
VLIAE	Valor Líquido dos Intercâmbios Agendados de Energia.
VVC	<i>Volt-Var Control.</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

Conjuntos:

Ω_b	Conjunto de barras da rede.
Ω_l	Conjunto de ramos da rede.
\mathcal{G}	Conjunto de barras com geradores.
R	Conjunto de barras com dispositivos reguladores de tensão.
E	Conjunto de pontos de conexão externos.
\mathcal{T}	Conjunto de períodos que constituem o horizonte de planejamento.
S	Conjunto de cenários.
K	Conjunto de índices das iterações onde todos os subproblemas são factíveis.
D	Conjunto de índices das iterações onde pelo menos um subproblema é infactível.
\mathcal{U}	Conjunto de segmentos de linha que aproximam a curva de capacidade do inversor.
M	Conjunto de segmentos de linha que aproximam o quadrado da magnitude do fluxo de corrente.
$I^{(l)}$	Conjunto de subproblemas infactíveis na iteração $l \in D$.
\bar{S}	Conjunto de cenários correspondentes aos subproblemas mantidos na formulação do problema mestre.

Parâmetros:

ρ'_s	Probabilidade do cenário s .
V^n	Tensão nominal.
V^{min}, V^{max}	Limites mínimo e máximo da magnitude de tensão.
Δtap_j	Porcentagem de regulação de tensão de cada passo do dispositivo na barra j .
tap_j^{min}, tap_j^{max}	Posições mínima e máxima do tap do dispositivo na barra j .
TAP_j^{max}	Número máximo de ações de comutação do dispositivo na barra j , durante o horizonte de planejamento.
r_{ij}, x_{ij}	Resistência e reatância do ramo ij .
γ^c	Fator de corte de geração.

κ^{sd}	Peso atribuído aos valores de potência ativa agendados com um dia de antecedência.
κ^{up}	Peso atribuído aos déficits de potência ativa.
κ^{sd}	Peso atribuído aos excedentes de potência ativa.
θ^-, θ^+	Ângulos de fase máximo e mínimo da potência aparente dos geradores.
ϵ	Tolerância especificada para a convergência do método <i>L-shaped</i> .
QS_j^{min}, QS_j^{max}	Limites mínimo e máximo dos fluxos de potência reativa através do ponto de conexão j .
a_m, b_m	Parâmetros para linearização do quadrado da magnitude do fluxo de corrente.
$\alpha_u, \beta_u, \delta_u$	Parâmetros para linearização da curva de capacidade do inversor.
v_{ci}, v_r, v_{co}	Velocidades de acionamento, nominal e de corte da turbina eólica.
Pl_j^Z, Pl_j^I, Pl_j^P	Valores de pico de demanda de potência ativa das componentes de carga de impedância, corrente e potência constante.
Ql_j^Z, Ql_j^I, Ql_j^P	Valores de pico de demanda de potência reativa das componentes de carga de impedância, corrente e potência constante.
$\zeta_{t,s}^Z, \zeta_{t,s}^I, \zeta_{t,s}^P$	Níveis de demanda das componentes de carga de impedância, corrente e potência constante no período t e cenário s .
$\Psi_{t,s}$	Valor normalizado de potência disponível dos geradores solares fotovoltaicos ou de turbina eólica no período t e no cenário s .
$\bar{\zeta}_t^Z, \bar{\zeta}_t^I, \bar{\zeta}_t^P$	Níveis previstos de demanda das componentes de carga de impedância, corrente e potência constante no período t .
$\bar{\Psi}_t$	Valor previsto normalizado de potência disponível dos geradores solares fotovoltaicos ou de turbina eólica no período t .

Variáveis:

PIC_j	Potência nominal do gerador na barra j .
$PAV_{j,t,s}$	Potência disponível do gerador na barra j , no período t e no cenário s .
$Pl_{j,t,s}, Ql_{j,t,s}$	Demandas de potência ativa e reativa da carga na barra j , no período t e no cenário s .
$PG_{j,t,s}, QG_{j,t,s}$	Potências ativa e reativa injetadas pelo gerador na barra j , no período t e no cenário s .
$P_{ij,t,s}, Q_{ij,t,s}$	Fluxos de potência ativa e reativa no ramo ij , no período t e no cenário s .

$PS_{j,t,s}, QS_{j,t,s}$	Fluxos de potência ativa e reativa através do ponto de conexão externo j , no período t e no cenário s .
$P_{j,t,s}^{curt}$	Corte de geração do gerador na barra j , no período t e no cenário s .
$\overline{PS}_{j,t}$	Intercambio agendado de potência ativa com o sistema de transmissão no período t .
$\Delta PS_{j,t,s}^{up}, \Delta PS_{j,t,s}^{dn}$	Ajustes para cima e para baixo dos intercâmbios agendados de potência ativa.
$tap_{j,t}$	Posição do tap do dispositivo na barra j , no período t .
$\lambda_{j,t}^R$	Variável auxiliar para linearização do valor absoluto da variação da posição do tap do dispositivo na barra j entre os períodos t e $t + 1$.
$I_{ij,t,s}^{sqr}$	Quadrado da magnitude do fluxo de corrente no ramo ij , no período t e no cenário s .
$I_{ij,t,s}$	Magnitude do fluxo de corrente no ramo ij , no período t e no cenário s .
$V_{j,t,s}$	Magnitude da tensão na barra j , no período t e no cenário s .
$\tilde{V}_{j,t,s}$	Magnitude da tensão não regulada antes do dispositivo na barra j , no período t e no cenário s .
$W_{ij,t,s}^P, W_{ij,t,s}^Q$	Variáveis auxiliares para linearização dos termos P_{ij}^2 e Q_{ij}^2 .
$\phi_{j,t,s}, \chi_{j,t,s}, \theta_{j,t,u,s}$	Variáveis duais dos subproblemas.
Q_s	Custo ótimo do subproblema correspondente ao cenário s .

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	MOTIVAÇÃO.....	19
1.2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	20
1.2.1	ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	20
1.2.2	OPERAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS	24
1.2.3	CONSERVATION VOLTAGE REDUCTION E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	26
1.3	PROPOSTA DO TRABALHO	28
1.4	OBJETIVOS	29
1.5	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	30
2	GERAÇÃO DISTRIBUIDA	31
2.1	INTRODUÇÃO.....	31
2.2	IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SISTEMA ELÉTRICO	32
2.2.1	IMPACTOS TÉCNICOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	32
2.2.2	IMPACTOS ECONÔMICOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	34
2.3	PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS ANCILARES ATRAVÉS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	35
2.4	SISTEMAS DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA.....	38
2.4.1	CAPACIDADE DE CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	38
2.4.1.1	<i>Módulo fotovoltaico</i>.....	38
2.4.1.2	<i>Seguidor do ponto de máxima potência</i>.....	39
2.4.1.3	<i>Inversor</i>	40
2.4.2	DISPONIBILIDADE E PREVISIBILIDADE DA ENERGIA SOLAR.....	40
2.4.3	CONVERSÃO DE ENERGIA EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	42
2.5	SISTEMAS DE GERAÇÃO DE TURBINA EÓLICA	43
2.5.1	CAPACIDADE DE CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO DE TURBINA EÓLICA	44
2.5.2	DISPONIBILIDADE E PREVISIBILIDADE DA ENERGIA DO VENTO.....	45
2.5.3	CONVERSÃO DE ENERGIA EM SISTEMAS DE GERAÇÃO DE TURBINA EÓLICA.....	46
2.6	CAPACIDADE DE CONTROLE DE REATIVOS DO INVERSOR	47

3	CONSERVATION VOLTAGE REDUCTION E CARGAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO	50
3.1	<i>CONSERVATION VOLTAGE REDUCTION</i>	50
3.1.1	EFETIVIDADE DA IMPLEMENTAÇÃO DE CVR.....	52
3.1.2	ESTRATÉGIAS PARA IMPLEMENTAÇÃO DE CVR.....	53
3.1.2.1	<i>Controles de laço aberto.....</i>	54
3.1.2.2	<i>Controles de laço fechado</i>	54
3.1.3	BENEFÍCIOS DE CVR	55
3.2	CARGAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO	56
3.2.1	CARGAS COM CONTROLE DE LAÇO ABERTO	56
3.2.2	CARGAS COM CONTROLE DE LAÇO FECHADO.....	56
3.2.3	MODELOS DE CARGAS.....	57
3.2.3.1	<i>Modelo de carga exponencial.....</i>	57
3.2.3.2	<i>Modelo de carga polinomial (modelo ZIP).....</i>	58
3.2.4	MODELAGEM DE CARGAS EM REDES DE MÉDIA TENSÃO	59
3.2.4.1	<i>Modelagem de cargas baseada em componentes</i>	59
3.2.4.2	<i>Modelagem de cargas baseada em medições.....</i>	61
3.2.5	CURVAS DE DEMANDA EM REDES DE MÉDIA TENSÃO.....	62
4	GESTÃO DE REDES ATIVAS	63
4.1	ESQUEMAS DE GESTÃO DE REDES ATIVAS.....	65
4.1.1	CORTE DE GERAÇÃO	66
4.1.2	SUPORTE DE POTÊNCIA REATIVA ATRAVÉS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	67
4.1.3	CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS	68
4.2	REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS.....	69
4.2.1	SISTEMA DE GESTÃO DE DISTRIBUIÇÃO.....	70
5	OTIMIZAÇÃO SOB INCERTEZA	72
5.1	PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA	72
5.1.1	PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA DE DOIS ESTÁGIOS	73
5.1.2	GERAÇÃO DE CENÁRIOS.....	75
5.1.3	REDUÇÃO DE CENÁRIOS.....	76
5.2	SOLUÇÃO DE PROBLEMAS DE PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA DE DOIS ESTÁGIOS.....	77

5.2.1	MÉTODO <i>L-SHAPED</i>	78
5.2.1.1	<i>Algoritmo</i>	80
6	CAPACIDADE MÁXIMA DE ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS.....	82
6.1	ABORDAGEM PROPOSTA	83
6.2	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA	84
6.2.1	MODELO MATEMÁTICO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO	85
6.2.2	MODELO MATEMÁTICO DAS CARGAS.....	87
6.2.3	MODELO MATEMÁTICO DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	87
6.2.4	MODELO MATEMÁTICO DOS REGULADORES DE TENSÃO E TRANSFORMADORES COM OLTC	89
6.2.5	MODELO MATEMÁTICO DO PROBLEMA PROPOSTO	91
6.3	ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO.....	95
6.3.1	OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVO	95
6.3.2	PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA BIOBJETIVO.....	96
6.3.3	SOLUÇÃO ATRAVÉS DO MÉTODO <i>L-SHAPED</i>	99
6.3.4	DIAGRAMA DA ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO.....	101
6.4	TESTES E RESULTADOS	102
6.4.1	GERAÇÃO DE CENÁRIOS.....	102
6.4.2	SISTEMA TESTE IEEE DE 34 BARRAS	104
6.4.3	SISTEMA TESTE IEEE DE 123 BARRAS	105
6.4.4	TESTES COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EÓLICA	107
6.4.4.1	<i>Testes no sistema IEEE de 34 barras</i>	107
6.4.4.2	<i>Testes no sistema IEEE de 123 barras</i>	112
6.4.5	TESTES COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EÓLICA E SOLAR FOTOVOLTAICA	114
7	PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS.....	117
7.1	ABORDAGEM PROPOSTA	118
7.2	MARCO REGULATORIO	119
7.3	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA	120
7.3.1	MODELO MATEMÁTICO DO PROBLEMA PROPOSTO	120
7.4	ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO.....	124

7.5	TESTES E RESULTADOS.....	125
8	CONCLUSÕES E TRABALHO FUTUROS.....	134
8.1	TRABALHOS FUTUROS.....	135
	REFERÊNCIAS	136
	APÊNDICE A – DECOMPOSIÇÃO DOS PROBLEMAS $\mathcal{P}1$, $\mathcal{P}2$ E $\mathcal{P}3$.....	146

1 INTRODUÇÃO

A eficiência energética e as energias renováveis são prioridades na busca de um sistema de energia sustentável. Uma implementação em larga escala de programas de eficiência energética pode desacelerar o crescimento da demanda de energia de modo que a crescente utilização das Fontes de Energia Renováveis (FER) possa atingir os níveis necessários para alcançar a sustentabilidade. Portanto, são necessárias estratégias para integrar e coordenar adequadamente a implementação de tecnologias para eficiência energética e utilização das FER.

1.1 MOTIVAÇÃO

Uma das alternativas atualmente utilizadas para procurar a sustentabilidade no consumo de energia consiste na conexão de unidades de geração de energia elétrica baseadas em FER diretamente nos sistemas de distribuição. Quando as unidades de geração são conectadas nos sistemas de distribuição são chamadas de Geração Distribuída (GD). Os benefícios esperados da GD estão relacionados com a sua contribuição para reduzir a sobrecarga das linhas de distribuição e transmissão, reduzir os picos de demanda, manter níveis adequados de tensão, melhorar a eficiência energética e a qualidade de energia, e aumentar a confiabilidade do sistema. No entanto, esses benefícios dependem da localização e nível de penetração da GD e do tipo de recurso utilizado para gerar energia. No caso da GD baseada em FER (também referida neste trabalho como GD renovável), grande parte da sua produção é não despachável e, portanto, a geração nem sempre coincide com a demanda e não necessariamente está disponível quando a rede de distribuição está limitada fisicamente. Além disso, a GD renovável pode ter implicações técnicas nos sistemas onde está conectada, tais como fluxos de potência imprevisíveis, maiores variações de tensão e diferentes requerimentos de reativos. Dependendo de seu nível de penetração, a GD pode dar origem a um sistema incapaz de fornecer energia de forma confiável e de acordo com os padrões de qualidade.

Um dos principais incentivos para o rápido desenvolvimento da GD é sua possível contribuição para melhorar a eficiência energética do sistema onde está conectada. Em geral, se espera que as fontes de geração perto das cargas contribuam para reduzir as perdas elétricas, uma vez que os fluxos de energia desde fontes distantes são reduzidos. Porém,

quando seu nível de penetração atinge determinado valor, o impacto da GD nas perdas é contrário ao desejado. Da forma semelhante ao caso das perdas, o incremento dos níveis de tensão produzido pela conexão de GD pode impactar negativamente na eficiência das cargas com comportamento dependente da tensão e, dessa forma, interferir com os objetivos dos programas de conservação de energia.

A partir da discussão anterior, segue-se que, são necessárias mudanças na forma como os sistemas de distribuição são planejados e operados. Desta forma surge o conceito de Gestão de Redes Ativas (GRA) como uma solução para a integração ótima da GD, e de outras Fontes de Energia Distribuídas (FED), nos sistemas elétricos (HALLBERG *et al.*, 2013). A GRA incorpora a interação entre as fases de acesso e conexão, planejamento, e operação dos sistemas de distribuição. Ela permite integrar a GD de forma eficiente aproveitando as capacidades controláveis das tecnologias de geração utilizadas. A GRA se concentra nas exigências operacionais necessárias para gerir as capacidades controláveis da GD e de outros dispositivos de rede, com o propósito de garantir a operação segura, econômica e confiável do sistema. A sua implementação exige a adequação dos marcos regulatórios e comerciais, de proporcionar às redes com as tecnologias de medição, comunicação e controle necessárias, e de ferramentas computacionais que permitam a coordenação ótima da operação de todos os componentes da rede.

1.2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção é apresentada uma revisão bibliográfica das estratégias (especificamente daquelas que utilizam técnicas de otimização) propostas para a integração da GD nos sistemas elétricos. Além disso, é discutido o estado da arte das estratégias para promover a eficiência energética através do controle dos níveis de tensão (procedimento chamado de *Conservation Voltage Reduction – CVR*) em redes de distribuição com a presença de GD.

1.2.1 Alocação de geração distribuída

A conexão de GD nas redes de distribuição pode introduzir perturbações no funcionamento normal dos sistemas elétricos (WALLING *et al.*, 2008). Portanto, ela exige considerações especiais para sua correta integração nos sistemas elétricos. Nesse sentido,

parte da pesquisa está focada no desenvolvimento de metodologias para a alocação ótima de GD, projetadas para superar os impactos negativos e explorar os benefícios potenciais. Como resultado, múltiplas abordagens de otimização foram propostas nas últimas décadas, as quais diferem principalmente nos métodos computacionais empregados e nos objetivos que se pretendem otimizar (KEANE *et al.*, 2013). Estas abordagens destinam-se a encontrar a melhor localização e capacidade das unidades de GD, para de otimizar uma função objetivo sujeita a restrições técnicas, operacionais e regulamentares.

Objetivos típicos incluem a minimização das perdas elétricas (SINGH; MISRA, 2007; ATWA *et al.*, 2010; ABU-MOUTI; EL-HAWARY, 2011; HUNG; MITHULANANTHAN, 2013), melhorar a confiabilidade do sistema (ZHU *et al.*, 2006), maximizar os lucros econômicos (WANG *et al.*, 2014b), e melhorar a estabilidade de tensão (AL ABRI; EL-SAADANY; ATWA, 2013; HUNG; MITHULANANTHAN; BANSAL, 2014). Em algumas propostas, vários objetivos são considerados simultaneamente, seja através da soma ponderada de objetivos individuais (LIU; WEN; LEDWICH, 2011; GANGULY; SAMAJPATI, 2015) ou através de uma abordagem a posteriori, na qual o resultado é um conjunto de soluções não dominadas (SINGH; SINGH; VERMA, 2009).

Em qualquer caso, independentemente do objetivo, as metodologias devem garantir o funcionamento seguro e confiável dos sistemas de distribuição sob todas as combinações possíveis de carga e geração. Na abordagem clássica, esta condição tem sido simplificada considerando as fontes de geração como despacháveis e um único cenário de demanda, que corresponde ao horário de pico, para representar todo o horizonte de planejamento (SINGH; MISRA, 2007; SINGH; SINGH; VERMA, 2009; ABU-MOUTI; EL-HAWARY, 2011; HUNG; MITHULANANTHAN, 2013). De forma alternativa, também são utilizadas representações determinísticas da variabilidade da carga e da geração ao longo do tempo (ZHU *et al.*, 2006; HUNG; MITHULANANTHAN; BANSAL, 2014). No entanto, a adição de GD baseada em FER e as incertezas da carga exigem técnicas mais sofisticadas para lidar com as dificuldades relacionadas com a previsão da geração e da demanda. Algumas das propostas incluem programação estocástica (CELLI *et al.*, 2005; WANG; CHEN; WANG, 2015), otimização robusta (WANG *et al.*, 2014), lógica fuzzy (GANGULY; SAMAJPATI, 2015) e programação restringida por chances (*chance-constrained programming*) (LIU; WEN; LEDWICH, 2011).

Uma característica importante dos estudos acima mencionados é que a capacidade instalada de GD é determinada pela otimização de objetivos predeterminados e restringida por cenários extremos de geração e demanda. Portanto, em condições normais de operação, espera-se que toda a capacidade de geração disponível possa ser injetada na rede. Porém, a tendência atual é incrementar a penetração de GD baseada em FER além dos níveis que permitem a operação irrestrita da rede (HALLBERG *et al.*, 2013). Este cenário leva a um novo paradigma relacionado com a determinação da capacidade máxima de GD que pode ser conectada a uma rede de distribuição sem requerer reforços de suas instalações, comumente referida como Capacidade Máxima de Alocação (CMA).

Em geral, o problema de determinar a CMA em redes de distribuição é resolvido através de técnicas de otimização, onde o objetivo é a maximização da capacidade instalada de GD sujeito a restrições de rede, normalmente impostas por limites de tensão e térmicos. Algumas propostas também procuram incluir restrições de degrau de tensão derivadas de interrupções de geradores (DENT; OCHOA; HARRISON, 2010), e restrições de nível de falta (VOVOS; BIALEK, 2005). Outros estudos consideram a implementação de esquemas de GRA, projetadas para gerir dinamicamente as restrições que dependem da variabilidade das FER e da carga. Em Keane e O'Malley (2007) é apresentada uma metodologia baseada em programação linear para maximizar a energia fornecida pela GD aproveitando os benefícios do corte de geração. Alkaabi, Khadkikar e Zeineldin (2015) propõem vários esquemas de GRA baseados no controle do inversor fotovoltaico para suporte de potência reativa, aplicados para maximizar a penetração total de GD eólica. Uma formulação de programação não linear do fluxo de potência ótimo é usada em Siano *et al.* (2010) para avaliar a máxima exploração de energia eólica, considerando corte de geração, suporte de potência reativa a partir da GD, e controle coordenado de tensão através do comutador de tap sob carga (OLTC – *On-Load Tap Changer*). Esta metodologia considera a variação da demanda e da geração ao longo do tempo, porém cada período de tempo é avaliado individualmente.

Em Keane e O'Malley (2007), Siano *et al.* (2010), Alkaabi, Khadkikar e Zeineldin (2015), os ajustes aos recursos controláveis (e.g., posição do tap dos Reguladores de Tensão (RT), injeção de potência reativa a partir da GD) são determinados de forma independente para cada período de tempo. No entanto, a disponibilidade desses recursos é limitada e deve ser gerenciada de forma eficiente durante o horizonte de planejamento. Portanto, a interação entre períodos de tempo deve ser considerada na análise. Isto é feito em Ochoa, Dent e Harrison (2010), onde uma técnica de otimização baseada no fluxo de carga ótimo com

representação de Corrente Alternada (CA) é proposta para resolver o problema de determinar a CMA. A proposta considera a interação entre períodos de tempo com o intuito de limitar o corte de geração, enquanto se aplica controle dinâmico do fator de potência dos geradores e controle coordenado de tensão através dos OLTC e RT. Em Capitanescu *et al.* (2014), foi proposta uma técnica semelhante à de Ochoa, Dent e Harrison (2010), porém explorando os potenciais benefícios da reconfiguração da rede.

Nos trabalhos acima mencionados (VOVOS; BIALEK, 2005; KEANE; O'MALLEY, 2007; OCHOA; DENT; HARRISON, 2010; DENT; OCHOA; HARRISON, 2010; SIANO *et al.*, 2010; CAPITANESCU *et al.*, 2014; ALKAABI; KHADKIKAR; ZEINELDIN, 2015), a variabilidade da carga e da geração são consideradas usando dados históricos e técnicas de agregação de períodos de tempo são aplicadas para reduzir o tamanho do problema. Recentemente, os efeitos das incertezas da carga e da geração na capacidade de alocação de GD estão sendo investigados. Por exemplo, em Wang *et al.* (2016) é estudada a aplicabilidade de otimização robusta para maximizar a capacidade instalada de GD solar fotovoltaica, através da coordenação da operação do OLTC e compensadores estáticos de reativos (SVC – *Static VAR Compensators*) quando são consideradas as incertezas da carga e da geração. Zio *et al.* (2015) abordam o problema de determinar a CMA usando simulações de Monte Carlo para modelar a incerteza da carga. Em ambas as propostas (ZIO *et al.*, 2015; WANG *et al.*, 2016), são realizados cálculos sucessivos de fluxo de carga para simular cada período de tempo no horizonte de planejamento, portanto, a interação entre períodos de tempo não são incluídas na análise.

A partir desta revisão da literatura, pode-se observar que a CMA em redes de distribuição foi avaliada considerando: análise de um único período (VOVOS; BIALEK, 2005; DENT; OCHOA; HARRISON, 2010); análise de múltiplos períodos (KEANE; O'MALLEY, 2007; SIANO *et al.*, 2010; ALKAABI; KHADKIKAR; ZEINELDIN, 2015); análise com interações entre períodos (OCHOA; DENT; HARRISON, 2010; CAPITANESCU *et al.*, 2014); análise das incertezas da carga e/ou geração (ZIO *et al.*, 2015; WANG *et al.*, 2016). No entanto, nenhum desses estudos considera simultaneamente a análise com interações entre períodos e as incertezas da carga e da geração. Além disso, nesses trabalhos a principal preocupação na determinação da CMA é o cumprimento de restrições essenciais de rede. Porém, níveis altos de penetração de GD podem ter um grande impacto nas perdas elétricas e, portanto, é necessário considerar o compromisso entre a capacidade instalada de GD e as perdas elétricas. Apenas em Siano *et al.* (2010) e Ochoa; Dent e Harrison

(2010) o impacto de níveis elevados de penetração de GD nas perdas elétricas são discutidos. Em Keane e O'Malley (2007) a CMA é determinada considerando as perdas elétricas incluindo um fator de ajuste de perdas na função objetivo.

Adicionalmente, em todos os estudos que tratam o problema de determinar a CMA, as cargas são modeladas como cargas de potência constante e, conseqüentemente, a relação entre a GD e o consumo de energia das cargas com comportamento dependente da tensão é ignorada. Esta relação é um aspecto importante que deve ser investigado porque, à medida que o nível de penetração de GD aumenta, níveis de tensão elevados são esperados na rede, o que pode resultar em um aumento do consumo de energia das cargas.

1.2.2 Operação de redes de distribuição ativas

As Redes de Distribuição Ativas (RDA) possuem a infraestrutura de automação necessária para a implementação dos esquemas de GRA. Nas RDA, as decisões de controle são realizadas em um sistema centralizado chamado de *Distribution Management System* (DMS). Usando algoritmos de otimização, o DMS coordena a operação dos recursos controláveis para regular os fluxos de potência e os níveis de tensão, para de melhorar a confiabilidade e a qualidade de energia, otimizar a utilização da rede, aumentar o acesso de GD e atingir o balaço de potência.

Muitos algoritmos de otimização para DMS têm sido propostos na literatura especializada. Estes algoritmos são baseados principalmente em formulações de fluxo de carga ótimo que diferem nas funções objetivo, nas estratégias de GRA usadas, nos dispositivos utilizados para o controle, nas variáveis de controle, nos requerimentos operacionais (EVANGELOPOULOS; GEORGILAKIS; HATZIARGYRIOU, 2016). Algumas propostas são realizadas para a operação em tempo real e estão baseadas em sinais de comunicação e algoritmos de estimação de estado (PILO; PISANO; SOMA, 2011; KULMALA; REPO; JÄRVENTAUSTA, 2014). Outros trabalhos consideram o planejamento da operação baseado em previsões de geração e demanda (OCHOA; KEANE; HARRISON, 2011; CAPITANESCU; BILIBIN; RAMOS, 2014).

A correta formulação do problema de planejamento da operação de redes distribuição requer a consideração do comportamento incerto da geração a partir das FER e do consumo

dos clientes. Em Alnaser e Ochoa (2015) a programação restringida por chances é usada para incluir os erros de previsão da demanda e da geração eólica. A estratégia é projetada para maximizar o aproveitamento da energia eólica enquanto se evita a violação de limites térmicos e de tensão através do controle coordenado do OLTC, fator de potência dos geradores e corte de geração. Em Murphy, Soroudi e Keane (2016), teoria de decisão de informação (IGDT – *Information Gap Decision Theory*) é usada para incluir as incertezas da geração eólica em um fluxo de carga ótimo com formulação CA que procura gerenciar congestionamentos em sistemas de distribuição. O problema é formulado para minimizar a soma do fluxo de potência nas linhas da rede através do controle da potência reativa injetada pela GD e da resposta à demanda de cargas flexíveis. Zhang *et al.* (2016) consideram as incertezas da demanda e da geração a partir do vento e do sol através de programação restringida por chances. O problema é formulado para agendar o despacho de reativos das unidades de GD e dos Bancos de Capacitores (BC) com um dia de antecedência com o intuito de otimizar os fluxos de potência, minimizar as perdas elétricas e minimizar o chaveamento dos BC.

Na maioria das formulações do problema da operação de RDA, o objetivo típico é a minimização do custo operacional. Este custo está relacionado com o corte de geração da GD (PILO; PISANO; SOMA, 2011; KULMALA; REPO; JRVENTAUSTA, 2014; CAPITANESCU; BILIBIN; RAMOS, 2014; ALNASER; OCHOA, 2015), suporte de potência reativa a partir da GD (PILO; PISANO; SOMA, 2011; CAPITANESCU; BILIBIN; RAMOS, 2014; OCHOA; KEANE; HARRISON, 2011; ZHANG *et al.*, 2016), uso dos dispositivos de controle (CAPITANESCU; BILIBIN; RAMOS, 2014; ALNASER; OCHOA, 2015; ZHANG *et al.*, 2016), redução do consumo das cargas flexíveis (PILO; PISANO; SOMA, 2011) e perdas elétricas (PILO; PISANO; SOMA, 2011; KULMALA; REPO; JRVENTAUSTA, 2014; ZHANG *et al.*, 2016).

Outras formulações incluem o custo de compra de energia elétrica nas suas funções objetivo. Em Cong *et al.* (2017), é otimizado o pré-despacho de energia com um dia de antecedência usando um algoritmo baseado em programação restringida por chances. O objetivo é a minimização do custo da energia comprada da GD renovável e do sistema de transmissão, o custo do corte de geração, o custo de compensar as cargas flexíveis e o custo de acionamento de chaves remotamente controladas. Saint-Pierre e Mancarella (2017) consideram simultaneamente o planejamento da operação e a operação em tempo real em um modelo baseado em fluxo de potência ótimo dinâmico. Na etapa de planejamento, com base

em previsões de geração e demanda, a potência importada do sistema de transmissão é minimizada e as reservas necessárias para evitar déficit de potência das fontes renováveis em tempo real são calculadas. GD despachável e sistemas de armazenamento de energia são usados para reserva, a qual é calculada como uma função dos erros de previsão de geração e demanda. Durante a etapa de operação em tempo real, os desvios das previsões são minimizados controlando a GD despachável, os sistemas de armazenamento de energia, os BC e o OLTC.

Nas últimas décadas do século XX, houve uma mudança importante em que se reconheceu que a necessidade real é fornecer os clientes com serviços de energia (e.g., iluminação, ar condicionado) e não simplesmente energia bruta. Portanto, além de procurar energia das fontes mais baratas e com um baixo custo de operação das redes, a abordagem de menor custo para fornecer aos clientes com serviços de energia deve incluir programas de eficiência energética para reduzir seu consumo (MASTERS, 2004).

1.2.3 Conservation voltage reduction e geração distribuída

Atualmente, CVR está sendo discutido como uma alternativa para alcançar eficiência energética. CVR trabalha sob o princípio de que reduzir a tensão de alimentação dos consumidores pode resultar na redução do consumo de energia e do pico de demanda (WANG; WANG, 2014). Na literatura especializada, existe um grande número de trabalhos apresentando métodos para aplicar CVR. Uma revisão abrangente desses trabalhos pode ser encontrada em Wang e Wang (2014) e Sen e Lee (2016); no entanto, são poucos os trabalhos que discutem a relação entre CVR e GD.

Em alguns trabalhos é discutido o efeito de diferentes níveis de penetração de GD no consumo de energia (QUIJANO; PADILHA-FELTRIN, 2015; SINGH *et al.*, 2011). Em outra linha de pesquisa, a alocação de GD é otimizada para aplicar CVR. Por exemplo, em Singh e Misra (2007) a localização e capacidade ótima dos geradores são determinadas para reduzir as perdas elétricas e a potência ativa importada desde o sistema de transmissão numa rede de distribuição com demanda das cargas dependente da tensão. A análise é realizada para o período de pico de demanda e os geradores são operados com fator de potência unitário. Em Wang, Chen e Wang (2015), é usada uma formulação de programação estocástica para determinar a alocação ótima de GD eólica, a fim de reduzir o consumo de energia e a

demanda das cargas dependentes da tensão. Além de determinar a localização e capacidade ótima das unidades de GD, a formulação inclui a participação do OLTC do transformador da subestação e de BC na rede para maximizar os ganhos obtidos com CVR.

Um novo desafio que surge quando CVR é aplicado é relacionado com a coordenação da operação da GD e outros dispositivos de controle das redes. Em Aristidou, Valverde e Cutsem (2017), CVR é aplicado através de um esquema de controle centralizado em tempo real para restaurar o fornecimento do maior número de cargas após uma perturbação na operação do sistema. Uma vez que as condições de emergência foram detectadas, as unidades de GD são operadas para abaixar os níveis de tensão, enquanto o ajuste de tensão do OLTC é operado no mesmo sentido.

Uma abordagem de otimização para calcular as referências dos dispositivos de controle para reduzir os níveis de tensão e, dessa forma, reduzir o consumo de energia na rede é proposto em Go et al. (2015). Inicialmente, potência reativa é injetada das unidades de GD e SVC para uniformizar o perfil de tensão, depois, o OLTC e VR são usados para manter a tensão no nível mais baixo dentro da faixa de tensão operacional.

Em Hwang, Moon e Ahn (2016), os ajustes ao OLTC, VR e BC são determinados através de uma metodologia baseada no fluxo de carga ótimo, a fim de aplicar CVR em uma rede de distribuição com GD eólica e fotovoltaica. O problema é formulado para minimizar a potência importada desde a subestação, e é resolvido periodicamente cada certo intervalo de tempo. Durante o intervalo, os problemas de tensão causados pelas variações de potência ativa da GD intermitente são resolvidos usando um controle local que regula a potência reativa das unidades de GD, porque os dispositivos tradicionais são incapazes de responder às rápidas variações de tensão.

Em Pasha *et al.* (2017) CVR é aplicado em microrredes ilhadas através de um esquema de controle local dos inversores das unidades de GD. A ideia da proposta é reduzir o consumo de energia das microrredes aumentando a eficiência das cargas, enquanto a tensão é mantida dentro dos limites estabelecidos. Manbachi *et al.* (2016) propõem uma abordagem de otimização para aplicar CVR fazendo uso da infraestrutura de medição avançada presente nas microrredes. Além de reduzir a demanda das cargas, os objetivos incluem a minimização das perdas e do custo de fornecimento de reativos, e melhorar os perfis de tensão do sistema.

Nos trabalhos acima discutidos, referentes à operação de redes de distribuição (ARISTIDOU; VALVERDE; CUTSEM, 2017; GO *et al.*, 2015; HWANG; MOON; AHN, 2016; PASHA *et al.*, 2017; MANBACHI *et al.*, 2016), CVR é aplicado com base em informações obtidas em tempo real. Porém, a estrutura das estratégias para a gestão eficiente e econômica da energia elétrica requer o conhecimento, com antecedência, dos fluxos esperados de energia. Por exemplo, quando a energia é comercializada através de uma sequência de oportunidades comerciais dadas por mercados com um dia de antecedência, mercados intradiários e mercados em tempo real (HERRANZ *et al.*, 2012). Portanto, quando CVR é usado para promover eficiência energética, sua aplicação também deve ser considerada durante a fase de planejamento da operação dos sistemas elétricos.

1.3 PROPOSTA DO TRABALHO

A proposta do trabalho está baseada na necessidade de ferramentas de otimização (que incluem modelos matemáticos e técnicas de solução) para a GRA que considerem simultaneamente a GD e a eficiência energética relacionada com as perdas elétricas e com o consumo das cargas. O estudo inclui a GD solar e eólica, e realiza-se uma análise estocástica das incertezas relacionadas com estes recursos.

O primeiro modelo é formulado o problema de determinar a CMA em redes de distribuição ativas. Para incluir o impacto da GD na eficiência energética, o problema é formulado como um modelo de otimização biobjetivo. Desta forma, pretende-se que os esquemas de GRA sejam aplicados para maximizar a capacidade de alocação de GD enquanto se minimiza o consumo de energia. Um segundo modelo é proposto para o planejamento da operação de redes de distribuição ativas. Neste caso, o problema a ser resolvido consiste na implementação de CVR para minimizar a importação de energia desde o sistema de transmissão, maximizar a exportação de energia desde o sistema de distribuição e para compensar os déficits de energia quando a demanda é maior (e/ou a geração é menor) do que o previsto. Em ambas as estratégias, as opções de controle, ou esquemas de GRA, consideradas são o controle coordenado de tensão através de RT e OLTC, suporte de potência reativa através da GD e corte de geração da GD. A variabilidade da geração e demanda é incluída através de formulações multiperíodo, e o uso eficiente dos recursos controláveis é procurado considerando as interdependências temporais. As incertezas inerentes às cargas e FER são incorporadas formulando os problemas como modelos de otimização estocástica de

dois estágios e descrevendo os parâmetros incertos através de Funções de Densidade de Probabilidade (FDP) contínuas.

A proposta também inclui o desenvolvimento e implementação de técnicas de solução que façam uso eficiente dos recursos computacionais. O processo de solução envolve a linearização dos modelos dos componentes não lineares do sistema e a discretização das distribuições de probabilidade que definem os parâmetros incertos. A discretização consiste na geração de cenários aleatórios utilizando simulações de Monte Carlo e na aplicação de um método de redução de cenários para reduzir estes a um número computacionalmente viável. Os problemas de otimização que resultam da aplicação destas simplificações são lineares inteiros de grande porte e para sua solução é utilizada uma técnica de decomposição baseada no método de Benders.

1.4 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver modelos de otimização e técnicas de solução para abordar o problema de integrar a GD baseada em FER nas redes de distribuição ativas considerando o efeito da tensão na eficiência das cargas. Para alcançar o objetivo geral, os seguintes objetivos específicos são propostos:

- Definição do referencial teórico sobre o qual se fundamenta a proposta. Inclui a descrição das tecnologias, aspectos técnicos, regulatórios e econômicos relacionados.
- Modelamento matemático dos problemas. Os modelos devem ser desenvolvidos para incluir as incertezas da geração a partir das FER e da demanda das cargas.
- Desenvolvimento de técnicas de solução que façam uso eficiente dos recursos computacionais. Estas devem ser orientadas para abordar a complexidade introduzida pela consideração das incertezas.
- Implementação computacional dos algoritmos e realização de simulações. Com base nos resultados obtidos, fazer uma análise detalhada das vantagens e possíveis implicações técnicas e económicas das abordagens propostas.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Este trabalho está organizado da seguinte forma: O capítulo 1 é introdutório e apresenta uma visão geral do problema que se pretende resolver, a motivação da proposta, uma revisão bibliográfica crítica do estado da arte e os objetivos propostos. No capítulo 2, é apresentada uma descrição da geração distribuída, com ênfase nos sistemas de geração solares fotovoltaicos e eólicos conectados através de inversores. A descrição inclui os motivos do desenvolvimento desse tipo de geração, suas características tecnológicas e seus impactos nos sistemas elétricos. No capítulo 3, é discutido o conceito de CVR, suas vantagens e desvantagens, as estratégias utilizadas para sua implementação e são citados os resultados obtidos em algumas aplicações de campo. Adicionalmente, no capítulo 3, é apresentada uma descrição das cargas presentes nos sistemas de distribuição e os modelos utilizados para sua representação. No capítulo 4 é definido o conceito de gestão de redes ativas, suas implicações e as condições necessárias para sua implementação.

O capítulo 5 é dedicado à estratégia utilizada para incorporar as incertezas da demanda e geração na análise. Nesse capítulo, é apresentada a formulação geral dos modelos de programação estocástica de dois estágios, uma técnica de redução de cenários, e o método de decomposição de Benders. No capítulo 6 é modelado o problema de determinar a CMA em RDA, e é descrita uma técnica para resolver o problema com formulação estocástica biobjetivo. Nesse capítulo, também são apresentados e discutidos os resultados de simulações computacionais. O capítulo 7 é dedicado ao planejamento da operação de RDA e inclui a descrição da abordagem proposta e do marco regulatório, a formulação do modelo matemático, a definição da estratégia de solução e a discussão dos testes e resultados. No capítulo 8, são apresentadas as conclusões e os trabalhos futuros. No anexo A, são apresentados desenvolvimentos matemáticos dos algoritmos propostos.

2 GERAÇÃO DISTRIBUIDA

2.1 INTRODUÇÃO

Uma consequência do rápido desenvolvimento industrial e econômico atualmente experimentado pela sociedade é o incremento da demanda por energia elétrica no mundo inteiro. A maior parte desta energia é gerada em usinas hidroelétricas e termoeletricas de grande porte que têm a vantagem de serem fontes eficientes e econômicas, porém, possuem a desvantagem de gerar um grande impacto ambiental.

Hoje em dia, existe uma preocupação geral sobre as emissões de gases poluentes gerados a partir da queima de combustíveis fósseis. Portanto, muitos países têm incentivado o investimento no desenvolvimento de tecnologias de geração de energia elétrica que minimizem o impacto ambiental. Os significativos avanços alcançados nesse tipo de tecnologia, assim como a necessidade de sistemas elétricos mais flexíveis, a importância do aproveitamento da energia, as mudanças dos cenários econômicos e regulatórios têm impulsionado o uso de unidades geradoras de pequeno porte conectadas próximas dos centros de consumo, chamadas de geração distribuída.

A GD tem sido definida considerando diferentes aspectos como o propósito, localização, capacidade, área de fornecimento, tecnologia, impacto ambiental, modo de operação, proprietário e nível de penetração. Em Ackermann, Andersson e Soder (2004), é realizada uma discussão destas características e o estudo conclui que o ponto de conexão das unidades de geração é o fator mais importante para definir a GD. Neste trabalho, a GD é definida como uma fonte de energia elétrica conectada diretamente na rede de distribuição ou nas instalações dos consumidores.

Algumas tecnologias de GD com seus níveis típicos de geração são mostrados na Tabela 1. Entre estas tecnologias, as que mais atenção estão recebendo são aquelas baseadas em FER, principalmente, a energia eólica e solar fotovoltaica.

Tabela 1 – Tecnologias de geração distribuída.

Tecnologia	Capacidade típica disponível por módulo
Turbinas a gás de ciclo combinado	35-400 MW
Máquinas de combustão interna	5 kW-10MW
Turbinas de combustão	1-250MW
Microturbinas	35 kW-1MW
Pequenas hidrelétricas	1-100 MW
Micro-hidrelétricas	25 kW-1 MW
Turbinas eólicas	200 W-3 MW
Células fotovoltaicas	20 W-100 Kw
Biomassa	100 kW-20 MW
Células a combustível (<i>Fuel cells</i>)	200 kW-5 MW
Geotérmicas	5-100 MW
Energia de marés	100 kW-1 MW
Energia <i>stirling</i>	100 kW-20 MW
Armazenamento em baterias	500 kW-5 MW

Fonte: Ackermann, Andersson e Soder (2004).

2.2 IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO SISTEMA ELÉTRICO

Dependendo de seu nível de penetração, espera-se que a GD localizada próxima de centros de grande consumo contribua para reduzir a sobrecarga das linhas de distribuição e os picos de demanda, manter níveis adequados de tensão, melhorar a eficiência energética e a qualidade de energia, e aumentar a confiabilidade do sistema. No entanto, a GD não está sempre localizada próxima da carga, e grande parte da sua produção é não despachável (especialmente no caso da GD baseada em FER). Portanto, a geração nem sempre coincide com a demanda, e a GD não gera necessariamente quando a rede de distribuição está limitada fisicamente.

2.2.1 Impactos técnicos da geração distribuída

A configuração tradicional dos sistemas de distribuição assume que os perfis de carga, geralmente, seguem um padrão previsível com demanda de potência ativa causando uma diminuição monotônica da tensão a partir da subestação. As magnitudes de tensão nos locais de serviço são mantidas dentro dos limites especificados através da seleção de recursos fixos e a operação de recursos controláveis. Recursos fixos incluem condutores, posições dos taps dos transformadores de distribuição e BC fixos. Recursos variáveis incluem dispositivos de

controle de tensão e reativos como RT, OLTC e BC chaveados. A conexão da GD pode alterar significativamente o perfil de tensão e interferir na operação dos recursos controláveis, porque a injeção de potência ativa pode interagir com a resistência do alimentador e aumentar a tensão no ponto de conexão e nas suas proximidades (WALLING *et al.*, 2008).

Quando esquemas de controle local são usados, as configurações de operação dos dispositivos de controle são determinadas com base em medições de tensão ou de corrente em pontos estratégicos da rede. Porém, quando GD é conectada na rede as variações dos fluxos de potência podem fazer com que estes esquemas não sejam adequados para as novas condições de operação. Por exemplo, o controle de BC com base em medições de corrente de linha assume que a corrente em qualquer ponto da rede é diretamente proporcional à corrente no local de medição. Porém, quando GD é conectada a jusante do ponto de medição, a corrente monitorada pelo controlador do BC não reflete as correntes nas linhas próximas da GD, portanto, o chaveamento do BC pode resultar em tensões acima do limite permitido.

A princípio, os sistemas de proteção de redes de distribuição foram projetados para operar em redes com fluxo de corrente unidirecional, da subestação até as cargas. O incremento dos níveis de penetração de GD pode alterar os fluxos de corrente, tanto na direção como na amplitude, na operação normal e em condições de curto-circuito. Esta condição pode impactar no processo de coordenação de fusíveis durante a ocorrência de faltas temporárias. Também pode aumentar a corrente de falta que flui através de disjuntores, religadores e fusíveis. Além disso, a GD pode perturbar a coordenação dos disjuntores e religadores em condições de falha à terra. A demora ou a incapacidade de eliminar as faltas e o incremento da corrente de falta pode resultar na queima dos condutores e afetar a confiabilidade e segurança do sistema de distribuição.

O acionamento de um disjuntor, religador ou outro dispositivo de interrupção pode resultar em GD operando de forma ilhada junto com uma seção da rede. Em sistemas que não foram projetados para a operação ilhada intencional, a operação ilhada coloca o sistema em risco devido à ocorrência de sobretensões, transitórios severos e danos aos equipamentos.

A GD também afeta o sistema de transmissão, porque a potência fornecida pelos geradores centralizados é reduzida. Conseqüentemente, as perdas de transmissão também podem ser reduzidas e as linhas de transmissão descongestionadas. Porém, redes de

distribuição com grandes níveis de penetração de GD baseada em FER introduzem incertezas adicionais nas estimativas do despacho de energia da geração central.

2.2.2 Impactos econômicos da geração distribuída

Os impactos técnicos da geração distribuída nos sistemas elétricos são geralmente bem conhecidos, em contraste, o impacto econômico só agora está sendo analisado. A análise do impacto econômico é mais difícil porque a estrutura econômica é diferente em muitos países e se espera que mude no futuro. Em Rueda (2012) é apresentada uma discussão dos possíveis impactos da GD nas características econômicas dos sistemas elétricos. Dentro dos impactos positivos destacam-se os seguintes:

- a) O desenvolvimento de unidades de GD em pequena escala, perto das cargas, pode adiar ou evitar investimentos em capacidade adicional de transmissão ou distribuição;
- b) A relativa facilidade de instalação das unidades de GD permite que o sistema seja capaz de se expandir rapidamente.
- c) A GD pode acrescentar valor ao sistema através do adiamento da necessidade de reestruturar ou atualizar uma rede de transmissão ou distribuição congestionada, mediante a redução de perdas e o fornecimento de serviços ancilares.
- d) A capacidade de ajuste da GD é benéfica quando o crescimento da demanda é baixo ou incerto. Unidades de GD de pequena capacidade podem se adaptar melhor ao aumento gradual da demanda.
- e) A GD pode atender a demanda de ponta, funcionar como reserva operativa ou atender áreas remotas com baixa densidade de cargas.

Os impactos econômicos negativos da GD estão relacionados com a tecnologia de geração. Por exemplo, a GD despachável baseada na queima de combustíveis tem custos mais elevados por kW gerado que as unidades maiores usadas na geração centralizada. Isto devido principalmente aos elevados custos de abastecimento de combustível e à menor eficiência das unidades de geração pequenas. Para muitos sistemas de geração renovável e não renovável, sua eficiência é melhorada quando a cogeração de eletricidade é incorporada no processo de

conversão de energia. Os resíduos de calor podem ser utilizados para aquecimento de água, aquecimento de ambientes, ar condicionado e para processos industriais (Masters, 2004).

A conexão de GD baseada em fontes renováveis não elimina a necessidade de projetar as redes para atender condições de pico de demanda, porque a demanda máxima não necessariamente ocorre nos horários de produção da GD. Em sistemas em que as regulações preveem prioridade e acesso garantido à energia proveniente das fontes renováveis, o aumento da penetração de GD pode levar à necessidade de reforçar as instalações da rede. Portanto, a contribuição para adiar o investimento na rede é válida apenas para baixos níveis de penetração de GD despachável.

2.3 PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS ANCILARES ATRAVÉS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Serviços ancilares são definidos como aqueles que são essenciais para garantir a confiabilidade e a qualidade do serviço nos sistemas elétricos de potência (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002). Geralmente, os serviços ancilares são fornecidos pelos grandes geradores convencionais, normalmente conectados no sistema de transmissão. No futuro, espera-se que estes serviços também sejam fornecidos por unidades de GD controláveis. Alguns dos serviços ancilares que a GD poderia fornecer são:

- a) suporte de potência reativa e controle de tensão;
- b) regulação de frequência e resposta à frequência;
- c) balanço de geração e demanda;
- d) reservas operacionais, tanto reservas girantes (*Spinning Reserves*) como reservas suplementares (*Supplemental Reserves*);
- e) autorrestabelecimento (*Black Start*);
- f) operação ilhada;
- g) redução das perdas elétricas;
- h) gerenciamento de congestionamentos.

Grande parte destes serviços depende da capacidade da GD de controlar sua saída de potências ativa e reativa. Por exemplo, o controle de tensão, o gerenciamento de congestionamentos e a otimização das perdas dependem do controle das potências ativa e reativa. O ajuste de potência ativa da GD também pode contribuir com a regulação de frequência do sistema. Adicionalmente, o controle de potência ativa e reativa é necessário para autorrestabelecimento e operação ilhada dos sistemas de distribuição (BRAUN, 2008).

Um sistema de geração distribuída é constituído por uma cadeia de conversores de energia, onde o último elemento dessa cadeia é o conversor de acoplamento que conecta o GD com a rede e define muitas das capacidades e características de toda a unidade. O conversor de acoplamento transforma a entrada de energia disponível em uma saída de energia com características diferentes; tecnologias diferentes de conversores fornecem energia com características diferentes ao sistema. Os principais conversores de acoplamento utilizados em aplicações de geração distribuída são: Gerador Síncrono diretamente acoplado (GS), inversor, Gerador de Indução diretamente acoplado (GI) e Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA).

Este trabalho se concentra principalmente em sistemas de GD solar fotovoltaica e de turbina eólica; portanto, será apresentada uma discussão das características tecnológicas destes sistemas e sua capacidade de fornecer controle de potências ativa e reativa. Sistemas de geração de turbina eólica podem ser ligados à rede através de GI, GIDA, GS ou inversores. Em sua maior parte, os novos sistemas de turbina eólica utilizam GIDA ou inversores (ELLIS *et al.*, 2012). Os sistemas fotovoltaicos são sempre ligados através de inversores porque os módulos fotovoltaicos convertem a irradiação em potência de Corrente Contínua (CC) que deve ser transformada em potência de CA.

A capacidade de controle de potência reativa depende da tecnologia do conversor de acoplamento. Dos quatro conversores acima mencionados apenas o GI não é capaz de fornecer potência reativa sem equipamento externo adicional. O GIDA utiliza dois conversores eletrônicos de potência entre o ponto de conexão à rede e o circuito do rotor do GI para dispor de capacidades de controle de reativos. Com as técnicas de controle disponíveis, tanto o inversor como o GIDA permitem controlar as correntes ativa e reativa, independentemente uma da outra, com tempos de resposta na ordem de milissegundos. No entanto, os conversores eletrônicos de potência usados no GIDA possuem uma fração da

potência nominal da turbina eólica (tipicamente 10 – 30%), o que limita sua capacidade de reativos.

Neste trabalho a análise será focada na GD solar fotovoltaica e de turbina eólica ligada através de inversores devido aos seguintes fatores:

- a) O inversor possui maior capacidade de reativos que o GIDA.
- b) Os sistemas fotovoltaicos são sempre ligados através de inversores.
- c) Em sistemas de geração de turbina eólica, o inversor é mais usado que o GS (BRAUN, 2008).

Quando se considera a unidade de geração completa, a capacidade de controle de potência ativa é dependente da disponibilidade, previsibilidade e transformação de energia antes da conversão final pelo conversor de acoplamento. A geração a partir de fontes de energia renováveis (por exemplo, vento, sol e água) tem um alto grau de variabilidade, e não há certeza com relação à sua disponibilidade. Estas desvantagens podem ser reduzidas através da previsão e agregação. Utilizando estratégias de agregação torna-se possível agregar todas as unidades geradoras geograficamente próximas em uma única unidade e quanto maior a agregação menor será o erro de previsão. Diferentes abordagens de agregação estão em desenvolvimento, por exemplo, redes de distribuição ativas, células, microrredes, utilidades virtuais e usinas elétricas virtuais; elas são conceitos chave para as chamadas redes inteligentes (*Smart Grids*). Uma descrição completa destas abordagens pode ser encontrada em Braun (2008).

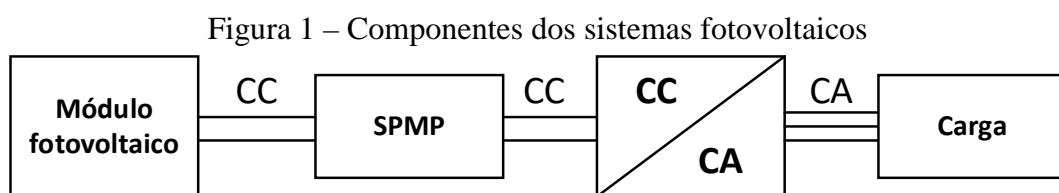
Na forma predominante de integração de unidades de energia distribuída na rede, cada unidade é considerada individualmente e operada de forma autônoma. Com a agregação pretende-se incrementar a disponibilidade e a confiabilidade no fornecimento de energia e oferecer eficiência na gestão e comercialização de serviços. Assim, por exemplo, através de um sistema de comunicação e informação as unidades de energia distribuída controláveis, dispersas na rede podem ser agregadas e controladas de forma centralizada para alcançar os objetivos almejados.

2.4 SISTEMAS DE GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Os sistemas de geração solar fotovoltaica são dispositivos que convertem diretamente a energia luminosa do sol em energia elétrica. A geração baseada nesta tecnologia vem se tornando cada dia mais popular em diversos países europeus, no Japão, na China, nos Estados Unidos e, mais recentemente, no Brasil (THE INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2016). Estes sistemas possuem as vantagens de não consumir combustível, não produzir poluição ambiental, são silenciosos, são resistentes às condições climáticas, exigem pouca manutenção, pois não têm peças móveis, e têm longa vida útil (GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR – GTES, 2004).

2.4.1 Capacidade de controle de potência ativa dos sistemas fotovoltaicos

Quando conectados à rede, os principais componentes dos sistemas fotovoltaicos estão constituídos pelo módulo fotovoltaico, o Seguidor do Ponto de Máxima Potência (SPMP) e o inversor. O diagrama de conexão destes componentes é mostrado na Figura 1. A configuração também pode incluir um transformador para conectar o sistema com a rede, porém aqui não é considerado porque ele apenas transforma estaticamente tensão e corrente. Sistemas deste tipo, geralmente, não utilizam armazenamento de energia, pois toda a potência gerada é entregue à rede instantaneamente.



Fonte: Elaboração do próprio autor

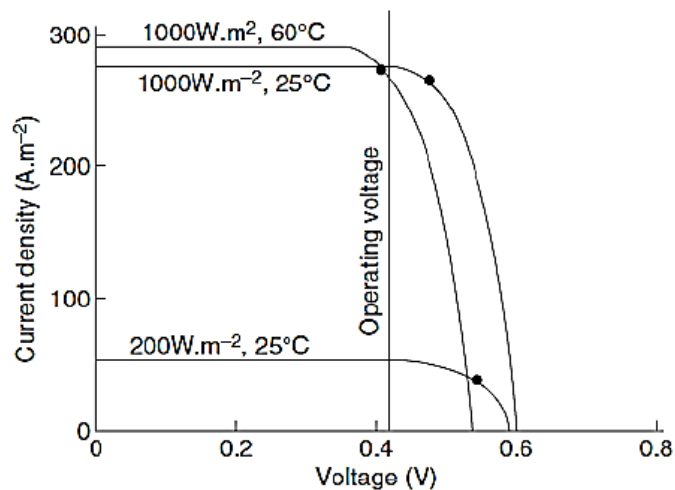
2.4.1.1 Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é o componente principal de todo o sistema. Cada módulo é formado por uma determinada quantidade de células conectadas em arranjos produzindo tensão e corrente suficiente para a utilização da energia. As células fotovoltaicas são feitas de um material semicondutor que permite conversão de energia solar em energia elétrica, estas são encapsuladas em módulos para que fiquem protegidas das intempéries e para dar-lhes

rigidez na sua estrutura. Geralmente, vários módulos são associados eletricamente em série ou paralelo para constituir um arranjo, de forma a aumentar a capacidade de geração.

Os valores de corrente e tensão gerados por um painel solar (módulo fotovoltaico) são determinados pela intensidade da radiação solar incidente, pela temperatura ambiente e pelas características das cargas conectadas ao mesmo. A intensidade da radiação solar incidente é medida em unidades de potência por unidade de área (e.g., W/m^2), e é referida como irradiância. A característica de saída do dispositivo tipicamente é representada em forma de curvas I - V , como se apresenta na Figura 2.

Figura 2 – Característica I - V para módulos fotovoltaicos.



Fonte: Freris e Infield (2008)

Cada curva I - V define as combinações permitidas de tensão e corrente nas condições ambientais em que foi obtida (e.g., irradiância, temperatura). Para cada ponto na curva, o produto corrente-tensão representa a potência gerada para uma condição de carga específica.

Como mostrado na Figura 2, a corrente gerada pelo módulo aumenta linearmente com o aumento da intensidade da radiação solar. Porém, maior irradiância pode resultar em um aumento da temperatura das células fotovoltaicas e, conseqüentemente, na redução da eficiência do módulo. Isto se deve ao fato de que a tensão diminui significativamente com o aumento da temperatura enquanto a corrente sofre uma pequena elevação.

2.4.1.2 Seguidor do ponto de máxima potência

Na Figura 2, pode-se observar que para cada curva I - V existe apenas uma combinação de tensão e corrente para a qual a potência máxima pode ser extraída. Este ponto encontra-se

na região do “joelho” da curva $I-V$. Em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, é desejável operar neste ponto. No entanto, deve-se considerar que ao longo do dia e do ano o módulo fotovoltaico está submetido a diferentes níveis de radiação e temperaturas e, portanto, existe uma família de curvas $I-V$, cada uma com seu respectivo ponto de máxima potência. Em sistemas conectados à rede, o rendimento de geração é otimizado utilizando o SPMP. Este dispositivo geralmente é operado de modo a regular a tensão e a corrente de operação do módulo a fim de obter o máximo produto corrente-tensão.

2.4.1.3 Inversor

O inversor é o componente responsável pela conversão de CC em CA. Ele utiliza dispositivos semicondutores que chaveiam a entrada de CC, produzindo uma saída de CA de frequência determinada. Na forma de classificação mais comum, estes dispositivos são agrupados em inversores comutados pela rede e inversores autocomutados. Os inversores comutados pela rede precisam da tensão da rede para operar; em contraste os inversores autocomutados são capazes de definir a própria tensão e frequência. Em sistemas de GD fotovoltaica conectada à rede, a configuração mais comum utiliza o inversor autocomutado do tipo fonte de tensão com controle feito por corrente, devido a sua estabilidade diante de perturbações na rede e à facilidade no controle do fator de potência (BRAUN, 2008; GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR – GTES, 2004).

Em termos de segurança e qualidade de energia, as características dos inversores devem atender as exigências das concessionárias. Por exemplo, o inversor deve dissipar o mínimo de potência, evitando as perdas, produzir uma tensão de saída com forma de onda senoidal, com baixo nível de harmônicos e em sincronismo com a rede elétrica, sincronizar a tensão de saída com a tensão da rede, e ajustar o fator de potência de acordo com as necessidades da rede.

2.4.2 Disponibilidade e previsibilidade da energia solar

A disponibilidade de energia solar em um determinado lugar varia de acordo com a estação do ano, hora do dia e condições ambientais atuais. A irradiância que atinge o topo da camada atmosférica da terra, denominada irradiância extraterrestre, varia ao longo do ano na medida em que a terra gira em torno do sol, devido à excentricidade da trajetória. Uma estimativa do valor médio anual da irradiância extraterrestre medida em um plano

perpendicular à direção da propagação dos raios solares corresponde ao valor de 1,377 kW/m². Na trajetória até o solo, uma boa parte é absorvida por vários gases na atmosfera, ou dispersa por moléculas de ar ou partículas de matéria. A atenuação da radiação é uma função da distância que tem que percorrer através da atmosfera, a qual varia de acordo com a hora do dia. O fluxo que atinge uma superfície coletora na terra é uma combinação de radiação de feixe direto, que passa em linha reta através da atmosfera, radiação difusa, e radiação refletida. Em um dia claro, com o sol no ponto mais alto (Zênite), a radiação de feixe direto que atinge uma superfície horizontal pode ser de até 1,000 kW/m². Este valor é considerado o padrão para especificar a potência nominal de um módulo fotovoltaico (GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR – GTES, 2004).

Para expor uma superfície à máxima radiação solar disponível é necessário o acompanhamento dos movimentos do sol no céu. Entretanto, os módulos, normalmente, são instalados em posição fixa, devido ao elevado custo dos equipamentos que permitem sua movimentação. Portanto, é fundamental determinar a melhor inclinação para cada região em função da latitude local. Estudos mostram que o máximo rendimento ao longo do ano é obtido com módulos fixos orientados em direção ao equador, inclinados com relação à horizontal em um ângulo igual ao da latitude do local (MASTERS, 2004).

Em condições de céu claro, a radiação de feixe direto que atinge um coletor solar em um determinado lugar e hora específica pode ser estimada usando um conjunto de equações baseadas nas características geométricas dos movimentos de rotação e translação da terra. No entanto, em condições reais, a radiação entrante pode ser atenuada por fatores variáveis e difíceis de prever, como poluição e nebulosidade. Para poder prever a disponibilidade de energia nestas condições, medições de longo prazo de irradiância total incidente na superfície horizontal da terra ou em um plano inclinado são realizadas. Os resultados destas medições geralmente são armazenados pelo valor integrado de irradiância ao longo de diferentes intervalos de tempo; por exemplo, horas, dias ou anos.

A partir de dados históricos é possível a caracterização estatística do recurso solar. Para as diferentes escalas de tempo, a radiação total incidente em uma superfície pode ser descrita pelo valor médio e uma FDP da irradiância. Na literatura, várias FDP têm sido propostas para descrever as incertezas da radiação solar, incluindo Beta, Weibull e Log-Normal (SALAMEH; BOROWY; AMIN, 1995; CHANG, 2010). Testes de bondade de ajuste são usados para determinar quão bem uma FDP se encaixa com os dados de medições. Sendo que,

o desempenho de cada FDP depende das características climatológicas do lugar estudado. Neste trabalho, a FDP Weibull é usada para descrever o comportamento incerto da radiação solar. A expressão geral é dada por

$$f_{\bar{G}}(G) = \frac{k}{c} \left(\frac{G}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{G}{c}\right)^k\right] \quad (1)$$

onde k é chamado de parâmetro de forma e c é chamado de parâmetro de escala. A expressão dada em (1) modela a ocorrência de valores de irradiância G quando certo valor \bar{G} foi previsto.

2.4.3 Conversão de energia em sistemas fotovoltaicos

A potência em CA que um sistema fotovoltaico pode gerar depende basicamente da radiação incidente no plano do coletor, área do painel, temperatura e das suas características construtivas (e.g., tecnologia das células, inversor). Desconsiderando o efeito da temperatura e assumindo a eficiência das células como constante, a equação geral que define a potência máxima extraída por um sistema fotovoltaico é dada por:

$$P^{pv} = \eta^{pv} A^{pv} G \quad (2)$$

onde η^{pv} é a eficiência total do sistema, incluindo o painel e demais dispositivos de condicionamento de energia; A^{pv} é a área de incidência do painel em m^2 ; e G é a irradiância em kW/m^2 . A eficiência das células é considerada constante, porque o SPMP mantém o ponto de operação próximo do ponto de máxima potência. Uma vez que a potência nesse ponto é quase proporcional à irradiância, a eficiência é mantida razoavelmente constante. A potência nominal do sistema pode ser determinada substituindo a irradiância G em (2) pelo valor padrão de irradiância em condições de céu claro

$$PIC = \eta^{pv} A^{pv} G^r \quad (3)$$

onde $G^r = 1,000 kW/m^2$; e PIC é a potência nominal ou capacidade instalada do sistema. Combinando (2) e (3), e considerando que a irradiância não pode ser maior que G^r , a potência máxima disponível, em função da irradiância e da capacidade instalada, pode ser obtida através da seguinte expressão:

$$PAV = PIC * \Psi \quad (4)$$

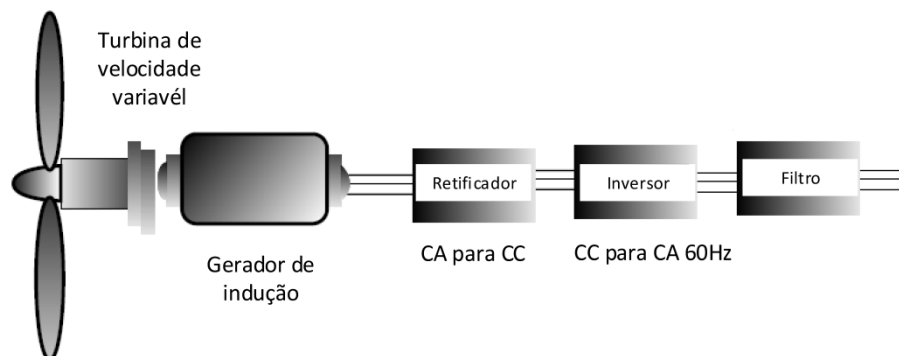
O valor normalizado de potência disponível Ψ , expresso como o nível de geração relativo à capacidade instalada, é calculado da seguinte forma:

$$\Psi = \begin{cases} \frac{G}{G^r} & \text{se } 0 \leq G \leq G^r \\ 1 & \text{se } G^r \leq G \end{cases} \quad (5)$$

2.5 SISTEMAS DE GERAÇÃO DE TURBINA EÓLICA

Um gerador de turbina eólica é uma máquina que transforma a energia cinética do vento em energia elétrica. No ano 2016 a capacidade global instalada de geração eólica era de 486 GW, sendo o Brasil o líder na região latino-americana com uma participação do 2,2% da capacidade global (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2016). Nestes sistemas as pás da turbina convertem a energia cinética do vento em potência rotatória do eixo para acionar um gerador que produz energia elétrica. Em sistemas conectados à rede o gerador de indução é o mais utilizado. Este pode ser diretamente acoplado, duplamente alimentado ou acoplado através de uma unidade de acondicionamento de energia. Os componentes básicos desta última configuração são mostrados na Figura 3. A potência de CA de frequência variável fornecida pelo gerador é retificada e convertida em potência de CC usando transistores de alta potência. Logo esta potência é enviada para um inversor que a converte de volta para CA de frequência constante. Finalmente, o conteúdo de harmônicos é minimizado utilizando-se um filtro, de forma a manter a qualidade de energia aceitável.

Figura 3 – Sistema de geração de turbina eólica.



Fonte: Adaptado de (MASTERS, 2004).

2.5.1 Capacidade de controle de potência ativa dos sistemas de geração de turbina eólica

A potência disponível no vento depende da densidade do ar, que por sua vez depende da temperatura e pressão atmosférica, da velocidade do vento e da área transversal através da qual o vento passa. De acordo com a Lei de Betz a potência teórica máxima que uma turbina pode extrair do vento corresponde ao 59,3% da potência disponível. Este valor é determinado pela razão ideal entre a velocidade do vento a montante e a jusante da turbina, a qual é de $1/3$. Nas melhores condições a eficiência de turbinas modernas está aproximadamente na faixa de 45 a 50 por cento. Para um determinado tipo de turbina, sua eficiência varia de acordo com a razão entre a velocidade tangencial da ponta da pá e a velocidade do vento incidente. Esta razão é comumente referida como *Tip-Speed Ratio* (TSR). As turbinas modernas funcionam melhor quando sua TSR está na faixa de 4 a 6. Portanto, para máxima eficiência as turbinas devem mudar sua velocidade à medida que a velocidade do vento muda (MASTERS, 2004).

Geralmente, os geradores de turbina eólica operam para fornecer a máxima potência disponível dada pelas condições do vento. Porém, em situações excepcionais, o operador da rede pode limitar este valor. A potência injetada na rede pode ser limitada regulando a velocidade de rotação da turbina. Existem três abordagens comumente usadas em máquinas de grande porte:

1. Turbinas com regulação de passo (*pitch-controlled turbines*): permite que a pá gire ao redor do próprio eixo de forma a controlar o ângulo de incidência do vento.
2. Turbinas com regulação passiva por perda aerodinâmica (*passively stall-controlled turbines*): as pás são cuidadosamente projetadas para reduzir automaticamente a eficiência quando os ventos são excessivos.
3. Turbinas com regulação ativa por perda aerodinâmica (*actively stall-controlled turbines*): a pá gira de forma semelhante que nas turbinas regulação de passo, porém na direção oposta.

Em situações de emergência, é possível parar a turbina completamente, por exemplo, girando a pá em torno de seu eixo longitudinal de forma a cancelar a sustentação produzida pelo vento.

2.5.2 Disponibilidade e previsibilidade da energia do vento

Para determinar o potencial eólico em um determinado lugar são necessárias medições de longo prazo da velocidade do vento, realizadas usando um anemômetro instalado em uma torre meteorológica. Esta informação é processada e, geralmente, disponibilizada na forma de atlas de densidade média de energia para diferentes escalas de tempo. No Brasil, uma estimativa abrangente do recurso eólico no território nacional está disponível no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (DO AMARANTE *et al.*, 2001). A porcentagem do potencial eólico que pode ser convertido em energia elétrica depende das características da máquina, do terreno e do regime do vento (i.e., velocidade, variabilidade e previsibilidade).

A partir de dados históricos, tem-se demonstrado que a FDP que melhor se ajusta às características do vento é a FDP Weibull. De forma semelhante que no caso da irradiância, a expressão geral é dada por:

$$f_{\bar{v}}(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (6)$$

A expressão dada em (6) modela a ocorrência de valores de velocidade do vento v quando certo valor \bar{v} foi previsto. Quando pouca informação é conhecida em um determinado lugar, assume-se que o parâmetro de forma k é igual a 2. Neste caso a FDP Weibull é chamada de FDP Rayleigh:

$$f_{\bar{v}}(v) = \left(\frac{2v}{c^2}\right) \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] \quad (7)$$

O parâmetro de escala c_t varia de acordo com o valor previsto ou valor esperado \bar{v}_t através da seguinte relação:

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} v f_{\bar{v}}(v) dv = \int_0^{\infty} \left(\frac{2v^2}{c^2}\right) \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^2\right] = \frac{\sqrt{\pi}}{2} c \quad (8)$$

Resolvendo para c , obtém-se

$$c = \frac{2\bar{v}}{\sqrt{\pi}} \quad (9)$$

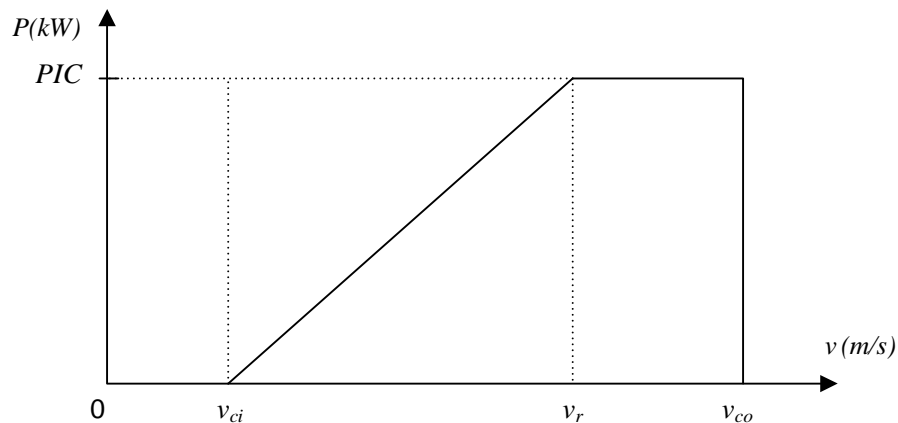
2.5.3 Conversão de energia em sistemas de geração de turbina eólica

A expressão geral que determina o valor de potência mecânica extraída do vento por uma turbina eólica é a seguinte:

$$P^{wt} = \frac{1}{2} \rho^{wt} A^{wt} v^3 C^p(\lambda^p, \beta^p) \quad (10)$$

onde ρ^{wt} é a densidade do ar; A^{wt} é a área de varredura da turbina; e C^p é o coeficiente de potência, o qual é função da TSP λ^p e do ângulo de passo β^p . Na prática, o valor real de potência elétrica que pode ser injetada na rede depende das características físicas da turbina e gerador. Esta informação, geralmente, é representada através da curva de desempenho da turbina eólica. Uma aproximação linear desta curva é mostrada na Figura 4; onde v_{ci} é a velocidade de acionamento da turbina; v_r é a velocidade nominal; e v_{co} é a velocidade de corte. Para velocidades inferiores a v_{ci} , a potência gerada é zero porque os ventos de baixa velocidade não têm suficiente potência para superar o atrito do sistema de transmissão da turbina e para compensar a potência requerida pelos enrolamentos de campo do gerador. Para velocidades entre v_{ci} e v_r , o ângulo de passo β^p é ajustado de forma a obter a máxima eficiência da turbina dada pela TSR ótima. Para velocidades entre v_r e v_{co} , o ângulo de passo β^p é ajustado de forma a reduzir a eficiência da turbina e assim não exceder a capacidade máxima do sistema PIC, que é determinada pela potência nominal do gerador. Para velocidades superiores a v_{co} , a máquina deve ser desligada para evitar que os ventos fortes danifiquem a turbina e, portanto, a potência fornecida é zero.

Figura 4 – Curva de desempenho da turbina eólica.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Dada uma velocidade do vento v , o valor máximo de potência elétrica disponível pode ser calculado usando o modelo simplificado da curva de desempenho da turbina (ABOUZHR; RAMAKUMAR, 1991)

$$PAV = PIC * \Psi \quad (11)$$

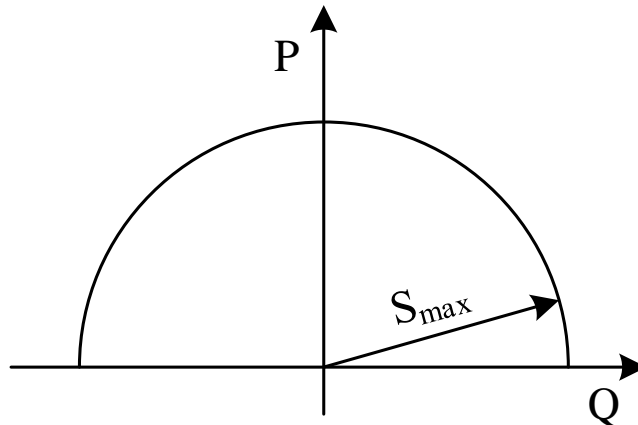
O valor normalizado de potência elétrica disponível Ψ é calculado da seguinte forma:

$$\Psi = \begin{cases} 0 & \text{se } 0 \leq v < v_{ci} \\ \frac{v - v_{ci}}{v_r - v_{ci}} & \text{se } v_{ci} \leq v < v_r \\ 1 & \text{se } v_r \leq v < v_{co} \\ 0 & \text{se } v_{co} < v \end{cases} \quad (12)$$

2.6 CAPACIDADE DE CONTROLE DE REATIVOS DO INVERSOR

O aumento do nível de penetração de GD renovável tem criado a necessidade desses sistemas para fornecer controle da potência reativa. Principalmente porque o controle de reativos é fundamental para regulação de tensão, redução de perdas e gerenciamento de congestionamentos. Os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos e de geração de turbina eólica conectados à rede possuem a capacidade tecnológica de controlar a saída de potência ativa e reativa de forma dinâmica e independente uma da outra. A capacidade de reativos do inversor está limitada pela corrente máxima permitida por seus dispositivos de chaveamento, limites de estabilidade, máxima tensão nos terminais de CC e potência ativa gerada. Adicionalmente, a capacidade de reativos com fator de potência atrasado pode diminuir quando a tensão nos terminais de CA é diferente que a nominal, e a capacidade de reativos com fator de potência adiantado pode aumentar quando a tensão nos terminais de CA é maior que a nominal. Todos estes limites determinam a área de operação segura do inversor chamada de curva de capacidade. Quando a tensão nos terminais de CA é considerada constante, e os limites de estabilidade e o efeito da tensão nos terminais de CC são ignorados, a curva de capacidade pode ser representada apenas em função da potência máxima aparente do inversor como mostrado na Figura 5.

Figura 5 – Curva de capacidade do inversor.



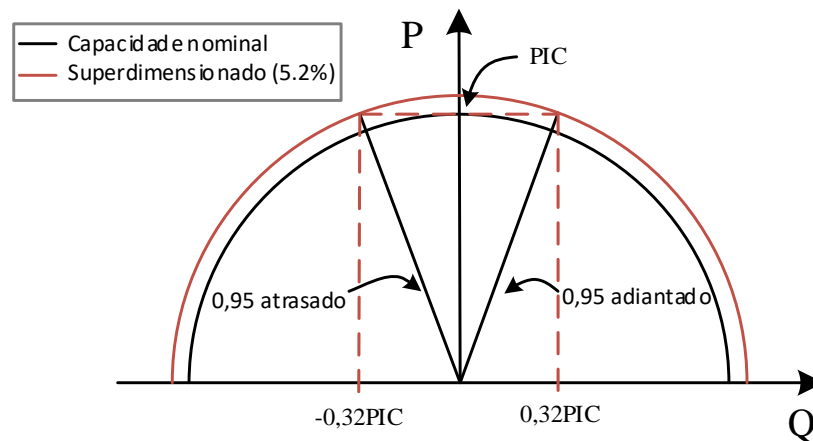
Fonte: Elaboração do próprio autor.

Desta forma, dado um inversor com potência aparente máxima S^{max} , o limite máximo de potência reativa Q^{max} varia de acordo com a potência ativa PG gerada pelo arranjo de módulos fotovoltaicos ou pelo gerador do sistema de turbina eólica de acordo com

$$|Q^{max}| = \sqrt{((S^{max})^2 - PG^2)} \quad (13)$$

Deve-se notar que, ainda os inversores dimensionados com capacidade nominal, ou seja, com capacidade igual à geração máxima do conversor primário de energia (i.e., arranjo fotovoltaico, turbina eólica) possuem um alto potencial de reativos porque a geração variável não utiliza a capacidade total do inversor a maior parte do tempo. No entanto, neste caso nem sempre é possível dispor de capacidade de reativos, portanto, o inversor deve ser superdimensionado quando as condições de operação exigem suporte de reativos em qualquer momento. Por exemplo, os geradores podem ser requeridos pelo operador do sistema elétrico para fornecer potência reativa dentro de uma faixa de fator de potência determinada. Uma exigência típica seria operar com um fator de potência entre 0,95 atrasado e 0,95 adiantado, o que significa uma capacidade máxima de reativos equivalente a aproximadamente 1/3 da potência ativa injetada. Para dispor dessa capacidade com saída máxima de potência ativa, é necessário um inversor 5% maior que o nominal. Esta situação é exemplificada na Figura 6, onde se observa que com potência ativa máxima PIC o inversor dimensionado com capacidade nominal não pode proporcionar suporte de reativos. Porém, o requerimento de reativos é atendido aumentando aproximadamente 5% o tamanho do inversor.

Figura 6 – Redimensionamento do inversor



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Em princípio, os inversores têm capacidade de fornecer suporte de potência reativa ainda quando a potência ativa é zero, por exemplo, em condições de baixa velocidade de vento para sistemas de geração de turbina eólica ou à noite para sistemas fotovoltaicos. Atualmente, esta prática não é padrão na indústria, porém, pode ser implementada se as condições do local de conexão determinam a necessidade de utilizar a capacidade de reativos mesmo quando a geração de potência ativa é nula.

3 CONSERVATION VOLTAGE REDUCTION E CARGAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO

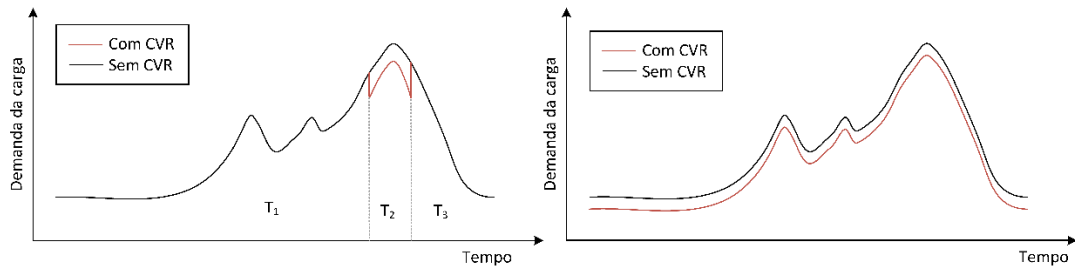
Grande parte das cargas conectadas nas redes de distribuição apresenta um comportamento dependente da tensão. Em muitos casos, quando se reduz a tensão de alimentação, a demanda de potência ativa e reativa das cargas diminui (PADILHA-FELTRIN; QUINJANO; MANTOVANI, 2015). Este comportamento representa uma oportunidade para aumentar a eficiência dos sistemas elétricos. No entanto, para seu aproveitamento é necessário o desenvolvimento de estratégias para o controle de tensão nas redes e a caracterização das cargas alimentadas.

3.1 CONSERVATION VOLTAGE REDUCTION

Conservation Voltage Reduction é definido como a prática de reduzir a tensão fornecida aos consumidores de eletricidade para promover uma redução em sua demanda, considerando que as cargas são predominantemente dependentes da tensão (MILOSEVIC; BEGOVIC, 2004). Atualmente, este procedimento está ganhando relevância na indústria e na academia devido a fatores relacionados com exigências rigorosas para eficiência energética e proteção ambiental, e o desenvolvimento das tecnologias necessárias para sua implementação.

Do ponto de vista do Operador do Sistema de Distribuição (OSD), CVR pode ser considerado uma forma de gestão de demanda que está sempre disponível e pode ser usado uma vez que seja necessário. Por exemplo, CVR pode ser aplicado durante períodos curtos para reduzir o pico de demanda, ou pode ser usado em aplicações de longo prazo para economia de energia, como mostrado na Figura 7. No gráfico da esquerda da Figura 7, CVR é aplicado durante o horário de máximo consumo (T_2) para reduzir o pico de demanda que acontece em um dia típico. No gráfico da direita, a tensão é reduzida ao longo do dia para economizar energia.

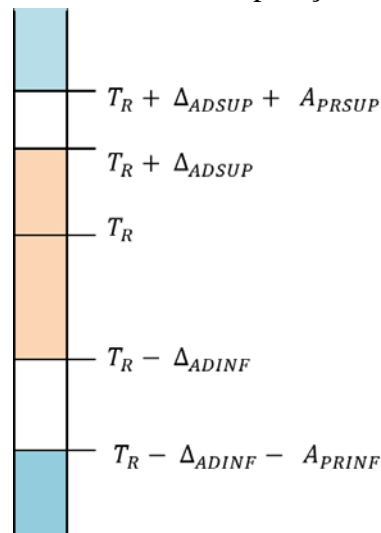
Figura 7 – Aplicações de CVR



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Independentemente da finalidade de implementar CVR, deve-se garantir a operação segura do sistema e a qualidade do fornecimento de energia elétrica. Portanto, as estratégias utilizadas para controlar a tensão devem garantir, em qualquer condição de carga, tensões dentro de uma faixa definida por limites regulatórios. Embora os órgãos reguladores permitam a operação dentro de uma faixa de tensão mais ampla, aplicável às condições temporárias ou inesperadas, tais condições devem ser limitadas em extensão, frequência e duração. No Brasil, a ANEEL classifica as tensões de atendimento segundo faixas em torno da tensão de referência (T_R) conforme a Figura 8.

Figura 8 – Faixas de tensão de operação segundo a ANEEL



Fonte: ANEEL (2012).

Na Figura 8, a faixa de tensão adequada ($T_R - \Delta_{ADINF}, T_R + \Delta_{ADSUP}$) contém os valores de tensão de conexão em condições de operação normal; as faixas de tensão precária ($T_R + \Delta_{ADSUP}, T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$) e ($T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}, T_R - \Delta_{ADINF}$) contêm os valores de tensão de conexão em condições de operação que exigem medidas de correção programadas

em um prazo preestabelecido; e as faixas de tensão crítica ($> T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$) e ($< T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$) contêm os valores de tensão de conexão em condições de operação que exigem medidas de correção imediatas. Na Tabela 2 são apresentados os intervalos correspondentes às faixas de tensão de atendimento em redes de distribuição de média tensão (1 a 69 kV), expressos como porcentagens da tensão de referência no ponto de conexão.

Tabela 2 – Faixas de tensão em redes de distribuição de média tensão segundo a ANEEL

Tensão de atendimento	Máxima variação da tensão de atendimento em relação à tensão de referência
Adequada	93% a 105%
Precária	90% a 93%
Crítica	<90% ou >105%

Fonte: ANEEL (2012).

3.1.1 Efetividade da implementação de CVR

Os efeitos de CVR podem ser avaliados usando o fator CVR definido da seguinte forma (SHA; BOSE; SRIVASTAVA, 2012):

$$CVRf = \frac{E_{saving}\%}{\Delta V\%} \quad (14)$$

onde $E_{saving}\%$ é a porcentagem de economia de energia e $\Delta V\%$ é a porcentagem de redução de tensão. O fator CVR pode ser indicativo da resposta em termos de economia de energia total (E_{saving}) causada por uma redução deliberada da tensão na barra inicial do alimentador (ΔV) e pode ser utilizado para estudos comparativos. Porém, é preciso ser cauteloso porque podem existir outros fatores que afetem o consumo de energia quando CVR é implementado. Por exemplo, crescimento normal da carga, efeitos de conservação de energia e o efeito das condições meteorológicas (KIRSHNER, 1990). Além disso, o fator CVR é de utilidade apenas nos casos em que o controle da tensão é realizado na barra inicial, e não quando existem controles adicionais distribuídos na rede.

Testes de campo de CVR foram realizados por concessionárias em vários países, produzindo redução de tensão de até 5% e fatores CVR médios entre 0,4 e 1,0. Um resumo dos resultados obtidos em alguns desses testes são apresentados na Tabela 3. Adicionalmente, em Schneider et al. (2010) foram realizadas simulações em 24 alimentadores representativos

daqueles existentes nos EUA para avaliar a efetividade de CVR. Os resultados mostraram reduções do pico de demanda e de energia anual consumida de entre 0,5 e 4%, dependendo das características do alimentador. Quando extrapolado para 100% dos alimentadores de distribuição do país, a redução anual de energia consumida foi de 3,04%. Em Castro et al. (2017) foi realizada uma caracterização das cargas presentes nas redes de distribuição do sistema elétrico da Grã-Bretanha com o intuito de avaliar a resposta da demanda ao controle de tensão através de uma estratégia baseada em simulações. O fator CVR para o sistema de distribuição da Grã-Bretanha foi estimado para variar, em média, de 0,81 no verão até 1,13 no inverno.

Tabela 3 – Testes de campo de CVR

Concessionária	País	Ano	Redução de tensão média (%)	Economia de energia média (%)	Fator CVR médio
American Electric Power ¹	EUA	1978	5,00	0,60	0,12
CPUC ²	EUA	1982	2,50	1,95	0,78
Northeast Utility ³	EUA	1987	3,00	2,64	0,88
Commonwealth Edison ⁴	EUA	1990	1,40	1,00	0,71
Snohomish County PUD ⁵	EUA	1991	2,10	1,30	0,62
BC Hydro ⁶	EUA	1995	4,30	3,00	0,70
Hydro Quebec ⁷	Canadá	2008	3,30	1,32	0,40
Dominion Virginia Power ⁸	EUA	2012	2,50	2,30	0,92
Várias ⁹	EUA/Europa	2012	2,61	1,73	0,61
ESB networks ¹⁰	Irlanda	2012	2,50	2,45	0,98
Avista Utility ¹¹	EUA	2013	4,50	3,50	0,77

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota: ¹ Preiss and Warnock (1978); ² Erickson and Gilligan (1982); ³ Lauria (1987); ⁴ Kirshner (1990); ⁵ Kennedy and Fletcher (1991); ⁶ Dwyer *et al.* (1995); ⁷ Lefebvre et al. (2008); ⁸ Peskin, Powell and Hall (2012); ⁹ Short and Mee (2012); ¹⁰ Diskin et al. (2012); ¹¹ Shah, Bose and Srivastava (2013).

3.1.2 Estratégias para implementação de CVR

As estratégias usadas para implementar CVR podem ser classificadas de acordo com o nível de complexidade dos controles utilizados, que podem ser controles de laço aberto ou controles de laço fechado (WANG; WANG, 2014).

3.1.2.1 Controles de laço aberto

Nos controles de laço aberto, os dispositivos usados para regular a tensão são operados de forma independente com base em medições locais. A forma básica deste tipo de controle consiste em regular a tensão no lado secundário do transformador da subestação através do OLTC. O procedimento de compensação por queda na linha (LDC – *Line Drop Compensation*) pode ser usado para manter a tensão na parte mais distante do circuito em um nível mínimo, ajustando os controles do OLTC, enquanto a tensão no restante do circuito varia com as condições de carga. As principais desvantagens deste enfoque estão relacionadas com a dificuldade para determinar os ajustes do LDC e a incapacidade de se adaptar à natureza dinâmica da carga. Além disso, os ganhos em economia de energia dependem da possibilidade de realizar redução de tensão no ponto eletricamente mais distante da rede.

Benefícios adicionais podem ser obtidos quando BC chaveados são incluídos nos esquemas de controle de laço aberto. Os BC distribuídos na rede podem ser operados para reduzir as quedas de tensão e induzir perfis de tensão mais uniformes, os quais são preferíveis para conseguir uma implementação eficaz de CVR.

Em geral, as técnicas para implementar CVR baseadas em controles de laço aberto são econômicas e simples em sua forma de operação. Porém, possuem importantes limitações quando comparadas com técnicas mais avançadas. Por exemplo:

- a redução de tensão é limitada;
- o sistema não é monitorado continuamente;
- a operação do sistema inteiro pode não ser ótima;
- não pode adaptar-se às mudanças dinâmicas das redes de distribuição;
- o sistema pode funcionar incorretamente na presença de GD.

3.1.2.2 Controles de laço fechado

Controles de laço fechado podem ser executados nas redes fornecidas com sistemas de supervisão e aquisição de dados (SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*) e infraestrutura de medição avançada (AMI – *Advanced Metering Infrastructure*). A

infraestrutura disponível nestes sistemas permite determinar o melhor conjunto de ações de controle coordenadas para todos os dispositivos de rede (e.g. OLTC, RT, BC) para atingir um ou mais objetivos operacionais específicos. Com os controles de laço fechado a rede pode mudar de forma dinâmica para operar em modo CVR cada vez que seja necessário, enquanto muitos outros objetivos tais como redução das perdas, correção do fator de potência e minimização do desvio de tensão podem ser incluídos.

As vantagens dos controles de laço fechado quando comparado com os controles de laço aberto são:

- operação coordenada dos dispositivos de controle de tensão e reativos;
- possibilidade de selecionar diferentes objetivos operacionais;
- redução ótima da tensão;
- maior efeito na economia de energia;
- adaptabilidade às mudanças dinâmicas do sistema;
- integração ótima de GD.

3.1.3 Benefícios de CVR

A implementação de CVR beneficia diretamente aos consumidores finais de energia porque promove uma redução em seu consumo e conta de energia. No entanto, as concessionárias podem perder lucro da venda da energia não consumida. Esta desvantagem pode ser enfrentada definindo procedimentos de tarifação justas que permitam à eficiência energética competir. Por exemplo, os procedimentos de tarifação devem incluir os custos de CVR de forma que as concessionárias possam obter lucro com sua implementação. Adicionalmente, as concessionárias podem obter benefícios adicionais derivados de incentivos potenciais dos órgãos reguladores, redução do pico de demanda, redução de perdas, alívio de restrições de capacidade de geração e transmissão, redução do uso de combustíveis fósseis, e redução de emissões.

Em sistemas com importantes níveis de penetração de FER, a variabilidade e incerteza da geração requer um alto custo de investimento em reservas para garantir o funcionamento confiável do sistema. Nesta situação, CVR pode funcionar como uma reserva operacional destinada para minimizar o impacto do erro de provisão de geração e, dessa forma, manter o balanço entre geração e demanda.

3.2 CARGAS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE MÉDIA TENSÃO

As cargas em alimentadores de média tensão são equipamentos conectados através de transformadores de distribuição de baixa tensão e, em geral, podem ser caracterizadas como pertencentes aos consumidores residenciais, comerciais ou industriais. A grande maioria destas cargas apresenta um comportamento dependente da tensão e pode ser representada por um grande número de modelos estáticos ou dinâmicos (KORUNOVIC *et al.*, 2012). Dependendo do controle usado para determinar o ciclo de operação, as cargas podem ser classificadas em cargas com controle de laço aberto e cargas com controle de laço fechado.

3.2.1 Cargas com controle de laço aberto

Nas cargas com controle de laço aberto, a potência real consumida é constante a uma tensão específica quando ligada, ou seja, não existe um mecanismo de controle que altere a operação da carga para corrigir ou compensar a redução da tensão de alimentação. Assim, a energia total consumida é uma função da tensão de alimentação e o tempo que o dispositivo está ligado. Quando a tensão das cargas é reduzida, a quantidade de energia consumida muda. Exemplos deste tipo de cargas incluem cargas de iluminação (e.g., lâmpadas incandescentes, lâmpadas fluorescentes, lâmpadas de descarga de alta intensidade) e motores não regulados (e.g., motores de ventilação).

3.2.2 Cargas com controle de laço fechado

As cargas com controle de laço fechado possuem uma malha de controle que determina quando a carga é energizada e durante quanto tempo. Exemplos típicos incluem motores com controlador e cargas com ciclo térmico como sistemas de Aquecimento, Ventilação e Ar

Condicionado (AVAC). Se a tensão de alimentação de uma carga com controle de laço fechado é reduzida o tempo de operação irá a aumentar para produzir o mesmo trabalho que com a tensão original. Portanto, o efeito da redução de tensão na economia de energia neste tipo de cargas é nulo.

3.2.3 Modelos de cargas

Os modelos de carga são desenvolvidos para quantificar a resposta da demanda de potência ativa e reativa às mudanças de tensão e frequência, e podem ser classificados em modelos estáticos e modelos dinâmicos. Os modelos estáticos são aplicáveis em análises de sistemas de potência em regime permanente, enquanto os modelos dinâmicos são necessários em estudos de estabilidade transitória.

Embora o número de modelos existentes para representar as cargas seja grande, verifica-se que apenas alguns deles são comumente usados para modelagem de cargas estáticas de baixa e média tensão. Os modelos mais utilizados são o modelo de carga exponencial e o modelo de carga polinomial ou ZIP (KORUNOVIC *et al.*, 2012).

3.2.3.1 Modelo de carga exponencial

No modelo de carga exponencial as demandas de potências ativa e reativa são representadas como exponencialmente dependentes da tensão e frequência. A dependência da frequência é muitas vezes desconsiderada, uma vez que a frequência pode ser considerada constante e igual à nominal nas redes de distribuição operando em regime permanente. Portanto, o modelo exponencial simplificado contém apenas termos dependentes da tensão

$$Pl = P^n \left(\frac{V}{V^n} \right)^{k_{pv}} \quad (15)$$

$$Ql = Q^n \left(\frac{V}{V^n} \right)^{k_{qv}} \quad (16)$$

onde Pl e Ql são, respectivamente, as demandas de potências ativa e reativa com tensão de alimentação V ; P^n e Q^n são, respectivamente, as demandas de potências ativa e reativa com tensão de alimentação nominal V^n ; k_{pv} e k_{qv} denotam expoentes de tensão para demandas de

potências ativa e reativa, respectivamente. Quando os valores de k_{pv} e k_{qv} são iguais a 0, 1 ou 2, o modelo de carga é denotado como modelo de potência constante, corrente constante ou impedância constante, respectivamente.

3.2.3.2 Modelo de carga polinomial (modelo ZIP)

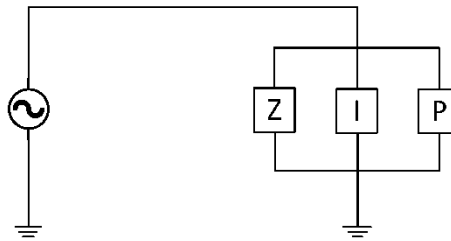
As cargas estáticas também são representadas frequentemente através do modelo de carga polinomial ou modelo ZIP, composto por elementos de impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P) como mostrado na Figura 9. Desconsiderando a dependência com a frequência, as demandas de potências ativa e reativa são determinadas a partir das seguintes expressões:

$$Pl = pl^Z \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + pl^I \frac{V}{V_n} + pl^P \quad (17)$$

$$Ql = ql^Z \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + ql^I \frac{V}{V_n} + ql^P \quad (18)$$

onde os parâmetros pl^Z , pl^I e pl^P representam as demandas de potência ativa das componentes de carga de impedância constante, corrente constante e potência constante, respectivamente, em condições de tensão nominal; os parâmetros ql^Z , ql^I e ql^P representam as demandas de potência reativa das componentes de carga de impedância constante, corrente constante e potência constante, respectivamente, em condições de tensão nominal. Quando a participação de cada componente da carga (Z , I , P) na demanda total está na faixa de 0 a 1 pu, e sua soma é 1 pu, a variante do modelo é chamada de modelo ZIP restrito. Existe outra variante do modelo ZIP, na qual os parâmetros podem ser maiores que 1 e/ou menores que 0, mas a sua soma deve ser igual a 1 p.u. novamente.

Figura 9 – Modelo de carga ZIP



Fonte: (SCHNEIDER et al., 2010).

3.2.4 Modelagem de cargas em redes de média tensão

Os valores dos parâmetros k_{pv} e k_{qv} no modelo exponencial, e pl^Z , pl^I , pl^P , ql^Z , ql^I e ql^P no modelo polinomial, definem o comportamento dependente da tensão das cargas modeladas. Existem duas abordagens principais utilizadas para determinar estes parâmetros: abordagem baseada em componentes e abordagem baseada em medições (LIN *et al.*, 1993).

3.2.4.1 Modelagem de cargas baseada em componentes

A abordagem baseada em componentes pressupõe o conhecimento a priori dos modelos de carga e dos parâmetros correspondentes aos modelos de carga dos componentes individuais de baixa tensão. Posteriormente, um método de agregação é utilizado para determinar os parâmetros de modelos de carga em níveis de tensão mais elevados. Numerosos parâmetros de modelo de carga, para diferentes tipos de cargas de baixa tensão, têm sido determinados a partir de medições de campo ou ensaios de laboratório, e podem ser encontrados na literatura existente (IEEE TASK FORCE ON LOAD REPRESENTATION FOR DYNAMIC PERFORMANCE, 1995; STOJANOVIĆ; KORUNOVIĆ; MILANOVIĆ, 2008).

A modelagem de carga baseada em componentes requer o conhecimento da resposta das cargas de baixa tensão às variações da tensão. Em Chen *et al.* (1982), são apresentados os resultados de um estudo realizado pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI), nos Estados Unidos, que consistiu em testar uma ampla variedade de aparelhos com sete tensões de entrada diferentes a fim de descrever sua eficiência como função da tensão. Algumas das cargas testadas foram: lâmpadas fluorescentes e incandescentes, motores de indução, televisores, fornos convencionais, aquecedores de água domésticos, congeladores, geladeiras,

máquinas de lavar roupa, ar condicionados, bombas de calor e transformadores. As tensões de alimentação foram variadas desde 100/200 até 126/252 volts sobre uma tensão nominal de 120/240 volts. Os resultados obtidos para cada tipo de carga são mostrados na Tabela 4, onde, para cada nível tensão, é apresentada a razão de energia requerida, definida como a razão entre a energia necessária para operar em uma determinada tensão e a energia consumida quando a carga opera com tensão nominal.

Tabela 4 – Razão de energia requerida.

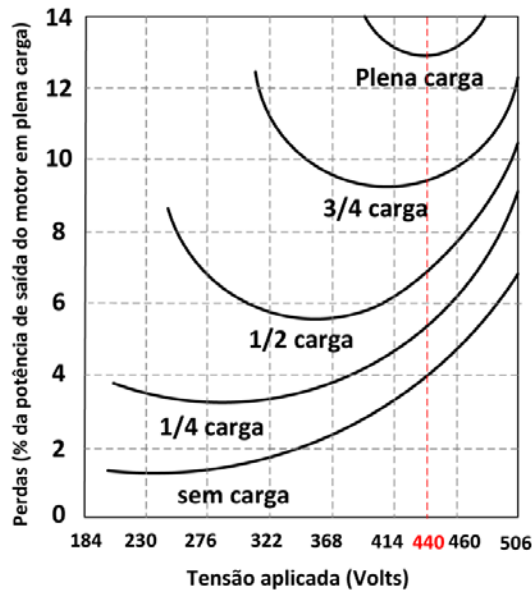
APARELHO	100/200	105/210	110/220	115/230	120/240	126/252
A.C.1	1,077	1,035	1,007	0,990	1,0	1,043
A.C.2	1,025	1,005	0,994	0,989	1,0	1,027
A.C.3	0,983	0,967	0,967	0,977	1,0	1,031
IL	0,764	0,815	0,876	0,937	1,0	1,074
RFG	0,790	0,821	0,846	0,905	1,0	1,107
FL	0,842	0,898	0,937	0,970	1,0	1,033
IM1	1,019	1,011	1,015	0,999	1,0	1,000
M2	1,024	1,011	1,005	0,999	1,0	1,000
IM3	0,992	0,989	0,989	0,989	1,0	1,020
R	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Fonte: Chen et al. (1982).

Nota: A.C – Ar condicionado central (30 kBtu/h eficiência alta); A.C.1 – Temperatura exterior 115 °F; A.C.2 – Temperatura exterior 95 °F; A.C.3 – Temperatura exterior 85 °F; IL – Lâmpada incandescente; RFG – Geladeira; FL – Lâmpada incandescente; IM1 – Motor de indução, 3 Φ, 15 HP, torque constante, T=1,0; IM2 – Motor de indução, 3 Φ, 20 HP, torque constante, T=1,0; IM3 – Motor de indução, 3 Φ, 5 HP, torque constante, T=1,0; R – Carga resistiva.

O efeito da redução de tensão em motores elétricos não regulados depende de muitos fatores, como o tipo de motor, tamanho, nível de carga e velocidade. Os motores elétricos, presentes em cargas industriais, residenciais e comerciais, geralmente operam com cargas mecânicas menores que sua carga nominal. Nessas condições, a demanda de potência dos motores elétricos pode diminuir quando a tensão de alimentação é reduzida, porém, mantendo a mesma saída de potência mecânica, o que representa um aumento na eficiência (ULUSKI, 2010). A Figura 10 ilustra o comportamento das perdas de um motor com tensão nominal de 440 volts quando diferentes níveis de tensão são aplicados em diferentes condições de carga.

Figura 10 – Efeitos da redução da tensão na eficiência de um motor.



Fonte: adaptado de Uluski (2010).

A maior dificuldade da modelagem de carga baseada em componentes está relacionada com a determinação da composição da carga, desde que esta é não constante e muda ao longo do tempo. Além disso, a composição de carga, e com ela o efeito da redução da tensão, muda entre os consumidores comerciais, residenciais e industriais. Para os consumidores comerciais e residenciais a composição de carga depende grandemente do tipo de atividade, condições climáticas, projeto dos sistemas AVAC e do dia da semana (dia útil ou final de semana).

3.2.4.2 Modelagem de cargas baseada em medições

Nesta abordagem, medições são realizadas em barras selecionadas dos sistemas elétricos de potência com o intuito de determinar o comportamento dependente da tensão e os parâmetros das cargas agregadas. Geralmente, os resultados obtidos para barras de carga investigadas podem ser utilizados para a modelagem de carga em outras barras apenas se a estrutura da carga existente é semelhante. Deve-se também ressaltar que a composição da carga em uma barra muda durante o ano, semana e hora do dia, principalmente quando existe uma forte correlação da demanda com as variações da temperatura ou outros parâmetros relacionados ao clima. Portanto, recomenda-se identificar os parâmetros do modelo para as diferentes estações, diferentes dias da semana e intervalos de tempo característicos durante o dia (KORUNOVIC *et al.*, 2012).

3.2.5 Curvas de demanda em redes de média tensão

As curvas de demanda são séries temporais de duração variável da magnitude da demanda de potência das cargas ligadas ao alimentador. Estas curvas podem ser classificadas de acordo com sua duração, podendo ser de curto ou longo prazos. Curvas de demanda de longo prazo podem abranger períodos de meses ou anos e são empregadas para estudos de planejamento de sistemas de potência. As curvas de demanda de curto prazo têm duração que pode variar de poucos minutos até várias horas e são usadas principalmente para agendamento de geração, avaliação da operação segura do sistema, agendamento de reservas, e operação do mercado.

As curvas de demanda podem ser previstas com base em informações obtidas através medições realizadas para diferentes cenários de operação tais como estação do ano, dia, noite, fim de semana, dias de semana ou para qualquer outro cenário que seja de interesse. Em média tensão, dados de demanda suficientemente precisos podem ser obtidos através do conhecimento detalhado da demanda de cada consumidor individual. No entanto, essa informação nem sempre pode ser obtida através de medições e deve ser estimada. Estimativas confiáveis podem ser feitas utilizando dados de medições de consumidores cuja composição de carga seja semelhante, por exemplo, aos pertencentes ao mesmo grupo de consumidores residenciais, comerciais ou industriais.

Algumas estratégias para previsão de curvas de demanda incluem modelos de regressão, métodos estatísticos e algoritmos baseados em redes neurais artificiais, programação evolutiva e lógica nebulosa (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; ZUYI, 2002). Independentemente da estratégia de previsão utilizada, a demanda possui uma incerteza inerente relacionada com fatores temporais, climáticos, econômicos, entre outros, que não pode ser eliminada. Portanto, a correta utilização das previsões de demanda requer a consideração da ocorrência de erros de previsão. Uma alternativa para abordar este problema é através de um enfoque probabilístico, no qual a demanda é modelada como um parâmetro aleatório descrito através de uma FDP, por exemplo, a FDP normal (WANG *et al.*, 2014a; WANG; CHEN; WANG, 2015).

4 GESTÃO DE REDES ATIVAS

Os operadores dos sistemas de distribuição são responsáveis de planejar suas redes de forma a garantir a operação eficiente e segura e de fornecer um serviço de qualidade aos seus clientes. Tradicionalmente as redes de distribuição são projetadas considerando a subestação como a única fonte de energia, sendo a função principal dos OSD fornecer energia seguindo um único caminho desde a subestação até os consumidores finais. No entanto, a introdução de GD, especialmente aquela baseada em FER, tem implicações técnicas, tais como fluxos de potência imprevisíveis, maiores variações de tensão e diferentes requerimentos de reativos, que podem interferir com os objetivos dos OSD. Portanto, este novo cenário requer mudanças na forma como as redes de distribuição são planejadas e operadas.

Em geral, as redes de distribuição têm que estar preparadas para atender todas as combinações possíveis de geração e demanda. No enfoque clássico, chamado de “ajustar e esquecer” (*fit and forget*) ou “enfoque passivo” os problemas derivados da conexão de GD são resolvidos na fase de planejamento. Neste enfoque, a capacidade das redes de distribuição é determinada de acordo com as condições de fluxo de potência máximo, ainda quando este pode acontecer apenas por um período curto durante o ano. Quando as redes são projetadas desta forma, os requisitos de flexibilidade, controle e supervisão são mínimos, porém, apenas para uma baixa penetração de GD. Uma vez que a penetração de GD aumenta, o sistema não pode ser projetado para atender todas as contingências sem investimento muito significativo na infraestrutura da rede, tornando esta abordagem menos econômica.

Numa outra abordagem, referida como “enfoque reativo”, as contingências como congestionamentos e sobretensões são resolvidas quando elas ocorrem durante a fase de operação, restringindo tanto a carga como a geração. Neste enfoque, altos níveis de GD podem ser conectados na rede, porém, ao custo de restringir as injeções de potência durante muitas horas por ano.

A abordagem ótima para a integração da GD incorpora a interação entre as fases de acesso e conexão, planejamento, e operação dos sistemas de distribuição. Esta abordagem, chamada de gestão de redes ativas, propõe a utilização das capacidades controláveis da GD para operar as redes de forma ótima. Dependendo da tecnologia usada, a potência ativa e reativa injetada pela GD pode ser controlada dinamicamente. Com a infraestrutura de rede

adequada, a resposta da GD às contingências pode ser mais rápida e com maior resolução de controle que a dos dispositivos tradicionais como os RT e BC.

A gestão de redes ativas exige a evolução dos marcos regulatórios e comerciais para dispor de instrumentos que promovam conexões de GD sob acordos de acesso não-firmes, e a procura de flexibilidade e serviços ancilares a partir da GD em um esquema de mercado. Desta forma, será possível o planejamento melhorado da capacidade das redes, uma vez que este será realizado prevendo a utilização das capacidades controláveis da GD durante a operação das redes. As novas opções operacionais junto com a participação dos dispositivos de controle tradicionais permitiram maximizar a injeção de potência a partir da GD, respeitando as restrições técnicas e regulamentares do sistema. Portanto, a construção de nova infraestrutura de distribuição poderá ser adiada até o momento em que se torna mais rentável que procurar serviços da GD.

A gestão de redes ativas inclui vários aspectos das redes de distribuição tais como o desenvolvimento e planejamento, operação, intercâmbio de informações, e desenvolvimento técnico (HALLBERG *et al.*, 2013). Em relação ao desenvolvimento e planejamento, as seguintes funções devem ser desenvolvidas:

1. Desenvolvimento coordenado da rede: os OSD devem planejar as suas redes com bastante antecedência para evitar contingências da maneira econômica. Além disso, todos os pedidos de conexões devem ser analisados e considerados no processo de planejamento para aproveitar ao máximo a rede existente.
2. Coordenação entre o Operador do Sistema de Transmissão (OST) e os OSD: deve existir intercâmbio de informações entre o OST e os OSD em situações em que ações realizadas na rede de distribuição podem impactar significativamente o sistema de transmissão. Por exemplo, quando a rede de transmissão está saturada, a conexão de geração na rede de distribuição não pode ser planejada sem levar em consideração as condições na rede de transmissão.
3. Gestão da capacidade da rede: abrange a otimização da capacidade da rede durante fase de planejamento, através da utilização melhorada das FED e outros dispositivos de rede controláveis. As seguintes tarefas precisam ser empreendidas:
 - previsão e agendamento da geração, demanda e interrupções;

- simulações e cálculos de rede;
- detecção de violações e de restrições;
- procura de soluções.

4. Conexão: Para uma integração adequada na rede, a GD precisa cumprir critérios técnicos mínimos relacionados com as capacidades dos relés de proteção, equipamento de medição separado para produção e consumo, e desconexão remota pelo OSD.

A GRA fornece as ferramentas necessárias para a operação segura das redes de distribuição. Uma componente fundamental da GRA é a participação ativa dos produtores e consumidores de energia para eliminar violações dos limites físicos e regulamentares sob os quais a rede opera. Neste caso, os OSD são os responsáveis pela coordenação das ações de controle e de garantir sua implementação quando elas são requeridas. Por exemplo, pode ser necessário corte de geração para aliviar congestionamentos ou redespacho de geração para balanço de geração e demanda no sistema de transmissão. Da mesma forma os OSD podem coordenar a operação de dispositivos de rede enquanto procuram flexibilidade e suporte de reativos da GD para manter a tensão dentro dos limites exigidos.

4.1 ESQUEMAS DE GESTÃO DE REDES ATIVAS

Os esquemas de GRA são os esquemas de controle inteligentes usados para garantir a máxima integração da GD. Seu uso oportuno permite a utilização ótima da rede, cumprindo com padrões de segurança de forma eficiente e rentável para todos os participantes, e em conformidade com o marco regulatório e as políticas energéticas de cada território. As principais opções incluem controle coordenado de tensão, suporte de potência reativa através de dispositivos próprios da rede, suporte de potência reativa através da GD, corte de geração da GD, reconfiguração dinâmica da rede, armazenamento de energia, resposta à demanda e gerenciamento das reservas.

4.1.1 Corte de geração

Os mecanismos utilizados para promover o uso da energia renovável (e.g., *feed-in tariff*) preveem acesso prioritário à rede à GD baseada em fontes renováveis, e são concebidos para garantir que, em condições normais de operação, toda a capacidade de geração possa ser injetada em qualquer época do ano (GARCÍA-ALVAREZ, MARIZ-PÉREZ, 2012). Quando necessário, o OSD tem a opção de procurar flexibilidade da GD para aliviar restrições de rede. A redução do nível geração de potência ativa pode ser tecnicamente necessária para gerir os perfis de tensão e congestionamentos na rede. Este esquema é, geralmente, implementado quando as outras opções foram esgotadas; portanto, na maioria das aplicações o corte de geração é minimizado (PILO; PISANO; SOMA, 2011; KULMALA; REPO; JRVENTAUSTA, 2014; CAPITANESCU; BILIBIN; RAMOS, 2014; ALNASER; OCHOA, 2015). Existem duas abordagens para obter flexibilidade:

1. Opções de acesso à rede, tais como contratos de acesso variável: direitos de acesso variável à rede podem ser oferecidos aos proprietários da GD como um contrato de conexão com desconto, com mecanismos definidos para reduzir a injeção de potência ativa até um máximo predefinido em situações pouco frequentes. Se o corte de geração é requerido por apenas algumas horas durante o ano para limitar os picos de produção de forma a otimizar a utilização da rede, os proprietários da GD seriam compensados por uma produção adicional em todas as outras horas devido a uma maior capacidade instalada de GD.
2. Alternativas que envolvem soluções de operação em tempo real com base em uma abordagem de mercado: um mercado de serviços de flexibilidade pode ser operado de forma paralela ao mercado de energia para permitir ao OSD adquirir flexibilidade dos usuários e assim resolver restrições de rede em um ambiente competitivo. Os pequenos produtores podem participar do mercado através de estruturas de agregação tais como usinas elétricas virtuais e microrredes. Desta forma pretende-se reduzir a incerteza de disponibilidade e proporcionar capacidade melhorada para gerir o risco de não ser capaz de atender a saída programada contratada.

4.1.2 Suporte de potência reativa através da geração distribuída

Os padrões de interconexão historicamente não permitiram à GD para participar no controle de tensão (IEEE STANDARDS COORDINATING COMMITTEE 21, 2005). Portanto, historicamente, os geradores têm sido projetados para operar com fator de potência unitário sem capacidade de suporte de reativos. Atualmente, como consequência do incremento da penetração de GD, iniciativas estão surgindo para relaxar esta restrição e permitir à GD para participar no suporte de potência reativa (ELLIS *et al.* 2012; IEEE STANDARDS COORDINATING COMMITTEE 21, 2015).

Em redes de média e baixa tensão com altos níveis de penetração de GD, a potência ativa se torna um fator importante para as mudanças de tensão. Nesse cenário, o suporte de potência reativa através da GD pode ser necessário para mitigar condições inadequadas de tensão derivadas das variações da demanda e da geração. Além disso, o suporte de reativos é necessário para atender restrições de fator de potência no ponto de conexão da rede de distribuição com a rede de transmissão. Uma vez que proporciona uma fonte mais próxima dos centros de consumo, a GD pode contribuir para reduzir os fluxos de reativos das fontes externas e, conseqüentemente, reduzir congestionamentos e as perdas elétricas.

A efetividade e viabilidade econômica do suporte de potência reativa através da GD dependem do desenvolvimento dos mecanismos adequados que incentivem seu aproveitamento. Existem duas alternativas para aceder a este serviço, uma através de acordos de acesso bilaterais entre os proprietários da GD e o OSD e a outra através do desenvolvimento de um mercado de reativos. Atualmente, o uso de potência reativa é limitado a acordos bilaterais, já que não existe um mercado para tal provisão. As unidades de GD conectadas no âmbito de um acordo de acesso bilateral são exigidas a operar dentro de uma faixa de fator de potência, seja com um fator de potência constante ou com um fator de potência controlado dinamicamente (OCHOA; KEANE; HARRISON, 2011). A seleção de um desses modos de operação é determinada com base na experiência do OSD, nas práticas tradicionais ou nos resultados de processos de otimização.

Uma abordagem de mercado para o suporte de potência reativa em redes de distribuição incluiria a participação do OSD, dos grandes produtores, e dos pequenos produtores através de esquemas de agregação. Com base nos preços de oferta e capacidade e localização dos geradores, o OSD poderia contratar o melhor conjunto de ofertas para atender às necessidades

de reativos do sistema. Uma abordagem de mercado permitiria explorar toda a capacidade de reativos dos geradores, definida pela curva de capacidade. Quando potência reativa além da exigência de interconexão fosse ofertada, o custo de fornecimento dependeria dos custos de investimento adicionais e dos custos de operação adicionais (RUEDA-MEDINA, PADILHA-FELTRIN, 2013). Os custos de investimento adicionais estão relacionados à necessidade de aumentar o tamanho do conversor de acoplamento para dispor de capacidade de reativos. Os custos de operação adicionais estão relacionados com os custos por perdas internas de potência ativa produzidas pelo aumento da geração de potência reativa e com os custos por perdas de oportunidade, quando a geração de potência ativa tem de ser reduzida para dispor de capacidade de potência reativa.

A disponibilidade de potência reativa da GD baseada em FER é afetada pela variabilidade e incerteza da saída de potência ativa. A exigência dos geradores em operar dentro de uma faixa de fator de potência determinada pode ser atendida dimensionando o conversor de acoplamento com base no fator de potência mínimo permitido quando a potência ativa máxima é gerada. Por outro lado, os erros de previsão de potência ativa devem ser considerados quando se determinam as capacidades de reativos a serem ofertadas no mercado (ZHANG *et al.*, 2016). Sem esta consideração, é possível que o fornecedor de reativos não seja capaz de atender as obrigações assumidas no mercado, porque, no momento de ser requerida a capacidade de reativos pode ser restringida por uma saída de potência ativa maior que a prevista.

4.1.3 Controle de tensão e reativos

O controle de tensão e reativos (VVC – *Volt-Var Control*) refere-se ao processo de gerenciar os níveis de tensão e fluxos de reativos nos sistemas de distribuição. O principal objetivo do VVC é manter a tensão dentro de uma faixa de operação aceitável em todos os pontos ao longo da rede e sob todas as condições de carga e geração. Outros objetivos incluem reduzir as perdas elétricas e manter o fator de potência próximo da unidade no ponto de conexão com o sistema de transmissão.

O VVC inclui o controle de tensão através de RT e OLTC e o suporte de reativos através de BC. Em redes com altos níveis de penetração de GD, suporte de potência reativa através da GD e corte de geração da GD podem ser necessários para dispor de controle

dinâmico da tensão. A abordagem usual para controlar esses dispositivos emprega ações que são executadas de forma autônoma, com base em medições locais ou remotas, e essas ações não são comunicadas aos outros dispositivos. A principal desvantagem desta abordagem é que não existe um controle coordenado entre os dispositivos e, portanto, as ações executadas em um dispositivo podem contrariar as ações nos outros. Como consequência, é quase impossível determinar o conjunto de ajustes a serem executados que otimizem o estado da rede, de acordo com os objetivos desejados.

Em redes com infraestrutura de automação, é possível o controle integrado de tensão e reativos (IVVC – *Integrated Volt-Var Control*) para um melhor aproveitamento das funções de cada dispositivo. Esta opção permite realizar ações coordenadas para a operação otimizada de todo o sistema, e não apenas em nível local (BOROZAN; BARAN; NOVOSEL, 2001). O IVVC é executado de forma centralizada e permite manter a tensão desejada em todos os pontos da rede. Além disso, oferece flexibilidade para selecionar distintos objetivos operacionais dependendo das necessidades atuais. Por exemplo, os controles dos dispositivos podem ser ajustados para otimizar o fator de potência do sistema, minimizar os fluxos de reativos e, conseqüentemente, reduzir as perdas elétricas. Também é possível adotar uma filosofia de redução de demanda nos períodos em que a capacidade de fornecimento é restrita e uma estratégia de economia de energia durante os demais períodos. O IVVC também promove o uso eficiente dos recursos controláveis, e o resultado é a prolongação da vida útil dos dispositivos de rede e a redução do custo de operação referente aos serviços ancilares fornecidos pela GD.

4.2 REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS

A utilização de esquemas de controle inteligente para a operação otimizada das redes de distribuição requer que estas sejam equipadas com infraestrutura de automação e comunicação. Esta infraestrutura está disponível nas RDA, as quais são redes que possuem sistemas para controlar uma combinação de FED, por exemplo, geradores, cargas, e sistemas de armazenamento de energia. Os OSD têm a possibilidade de gerenciar os fluxos de eletricidade usando uma topologia de rede flexível. As FED assumem algum grau de responsabilidade para o suporte do sistema dependendo do marco regulatório e dos acordos de interconexão (D'ADAMO; JUPE; ABBEY, 2009).

As RDA são um passo intermediário para o conceito das futuras redes inteligentes e são consideradas como um de seus blocos de construção necessários. Seu principal objetivo é aumentar significativamente a penetração da GD renovável utilizando as capacidades controláveis das FED. Algumas das tecnologias que integram as RDA incluem AMI, SCADA, sistemas de gestão de interrupções, sistemas de informação geográfica, dispositivos integrados através de conversores eletrônicos de potência e sistemas de gestão de distribuição (DMS – *Distribution Management Systems*).

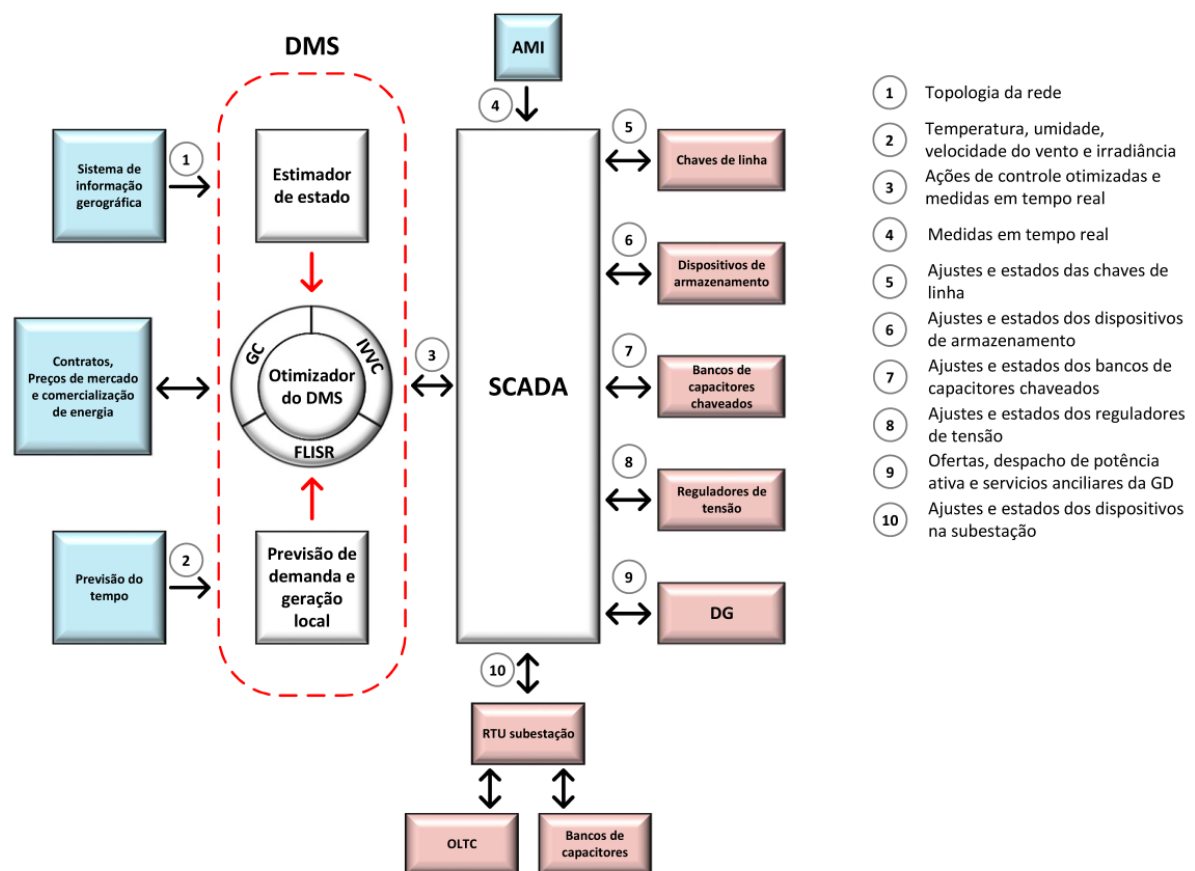
4.2.1 Sistema de gestão de distribuição

O DMS é uma plataforma de software que integra os diferentes sistemas presentes nas RDA em uma estrutura de controle centralizado. Ele atua como um sistema de suporte à decisão que utiliza software de otimização para coordenar a implementação de esquemas de GRA com base nos objetivos de funções para localização de faltas, isolamento e restauração (FLISR – *Fault Location Isolation and Service Restoration*), gestão da resposta à demanda, IVVC, Gerenciamento de Congestionamentos (GC), entre outras. Os benefícios esperados são maior confiabilidade de fornecimento e qualidade de energia, utilização melhorada da capacidade da rede, acesso melhorado das FER, estabilidade da rede, eficiência energética e operacional, redução do pico de demanda, e balanço de geração e demanda. Em plena implementação, o DMS deve desenvolver as seguintes funções (PILO; PISANO; SOMA, 2011):

1. previsão de demanda e geração local;
2. estimação do estado da rede;
3. agregação das ofertas das FED para sua participação na operação da rede;
4. agendamento com um dia de antecedência das FED de acordo com as regras do mercado;
5. otimização intradiária (*intraday optimization*) dos pontos de operação da rede;
6. comunicação on-line com as FED para realizar as ações de controle resultantes da otimização.

Na Figura 11, é apresentado um diagrama das interações entre os principais componentes integrados pelo DMS com relação aos fluxos de informações e sequência de controle dos dispositivos. A previsão da demanda e geração local e a estimação do estado do sistema normalmente são funções integradas no DMS, mas elas também podem ser realizadas por ferramentas externas. Com base em previsões, contratos, e ofertas, o DMS simula a operação da rede para agendar o despacho da GD, os ajustes aos dispositivos de rede, a participação das FED no fornecimento de serviços ancilares e a comercialização de energia com outras entidades. Posteriormente, otimização em tempo real é realizada pelo DMS para controlar contingências e encontrar os pontos de operação economicamente ótimos da rede. O modelo da rede utilizado para a otimização em tempo real é determinado pelo estimador de estado com base nos dados das medições realizadas pelo SCADA e AMI. Caso estes dados não forem suficientes, a informação adicional sobre o estado da rede é obtida gerando pseudo-medidas. As configurações ótimas resultantes são enviadas para os controladores locais das FED e dos dispositivos de rede através do SCADA.

Figura 11 – Estrutura de controle das redes de distribuição ativas.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

5 OTIMIZAÇÃO SOB INCERTEZA

Os principais métodos para abordar as incertezas nos processos de tomada de decisões incluem *information gap decision theory*, métodos probabilísticos, análise baseado em intervalos, otimização robusta, métodos possibilísticos e métodos híbridos probabilísticos-possibilísticos. Nos estudos de sistemas de potência, os métodos probabilísticos baseados em formulações de programação estocástica são amplamente utilizados (SOROUDI; AMRAEE, 2013). Especialmente nos casos em que os parâmetros incertos são aleatórios e podem ser representados por FDP, por exemplo, quando as incertezas estão relacionadas com a geração a partir de FER e com a demanda das cargas. Nestes casos, a programação estocástica tem produzido resultados satisfatórios em termos de soluções imunes contra as incertezas e eficiência computacional tanto em estudos para o planejamento (WANG; CHEN; WANG, 2015; ZIO *et al.*, 2015) como para a operação (NIKNAM; ZARE; AGHAEI, 2012, WANG *et al.*, 2014a) de sistemas de potência.

5.1 PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA

Programação estocástica é um enfoque para modelar problemas de otimização que envolvem incertezas. Ao contrário da otimização determinística, em otimização estocástica os parâmetros do problema não são conhecidos com certeza no momento da tomada de decisões. Nesse sentido, a programação estocástica tenta tirar proveito da hipótese de que as distribuições de probabilidade que regem os dados são conhecidas ou podem ser estimadas. Geralmente, este enfoque se aplica a situações em que as decisões são realizadas repetidas essencialmente nas mesmas circunstâncias, e o objetivo é chegar a uma decisão que é ótima em média (o termo decisão aqui é usado para significar a solução para um problema de otimização e será usado indistintamente com o termo solução).

Os tipos de modelos que aparecem em programação estocástica são motivados principalmente por problemas com decisões de tipo aqui e agora (*here and now*) (DANTZIG, 1955), decisões prévias sob futuro incerto, ou seja, decisões que devem ser baseadas em informação a priori sobre situações futuras sem realizar observações adicionais. O objetivo é encontrar alguma solução que seja factível para todas as possíveis realizações dos parâmetros,

e otimize o valor esperado de alguma função das variáveis de decisão e dos parâmetros aleatórios.

5.1.1 Programação estocástica de dois estágios

Os modelos de programação estocástica mais amplamente aplicados e estudados são os de programação linear de dois estágios (SHAPIRO; PHILPOT, 2007). Aqui uma decisão inicial é realizada no primeiro estágio, após a qual ocorre um evento aleatório afetando o resultado da decisão. Uma decisão de recurso pode então ser tomada no segundo estágio, que compense os efeitos negativos que possam ter sido experimentados como resultado da decisão do primeiro estágio (BEALE, 1955; DANTZIG, 1955). Os problemas modelados deste modo são conhecidos como problemas de programação estocástica de dois estágios ou problemas de dois estágios com recurso. A solução ótima é uma única decisão do primeiro estágio e uma coleção de decisões de recurso que define qual ação deve ser tomada no segundo estágio em resposta a cada possível realização da incerteza.

A ideia básica da programação estocástica de dois estágios é que as decisões do primeiro estágio são independentes do cenário a ocorrer, elas são tomadas com antecedência da realização da incerteza considerando todos os possíveis cenários futuros, como mostrado na Figura 12. A forma mais comum de representar este tipo de problemas é através de dois problemas de otimização ligados, com o segundo (problema de recurso) dependente da solução do primeiro e da realização das incertezas. A formulação é a seguinte:

$$\begin{aligned} \min_x c^\top x + \mathbb{E}_\xi[Q(x, \xi(\omega))] \\ \text{s.a:} \\ Ax = b \\ x \geq 0 \end{aligned} \tag{19}$$

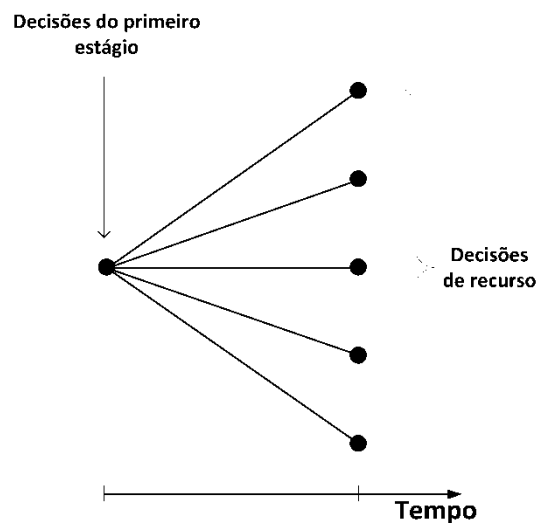
em que $\mathbb{E}_\xi[\cdot]$ denota o valor esperado com relação ao vetor de parâmetros aleatórios $\xi(\omega)$, e $Q(x, \xi(\omega))$ representa o valor ótimo da função objetivo do problema do segundo estágio definido por

$$Q(x, \xi(\omega)) = \min_y q(\omega)^\top y(\omega) \tag{20}$$

$$\begin{aligned} \text{s.a:} \\ T(\omega)x + W(\omega)y(\omega) &= h(\omega) \\ y(\omega) &\geq 0 \end{aligned}$$

onde $x \in \mathbb{R}^{n_1}$ é o vetor de decisão do problema do primeiro estágio definido pelos vetores $c \in \mathbb{R}^{n_1}$ e $b \in \mathbb{R}^{m_1}$, e a matriz $A \in \mathbb{R}^{m_1 \times n_1}$. No segundo estágio, um número de eventos aleatórios $\omega \in \Omega$ pode acontecer. Ω é o conjunto de todas as possíveis realizações do evento ω . Para uma determinada realização ω , os dados do segundo estágio $q(\omega) \in \mathbb{R}^{n_2}$, $h(\omega) \in \mathbb{R}^{m_2}$, $T(\omega) \in \mathbb{R}^{m_2 \times n_1}$ e $W(\omega) \in \mathbb{R}^{m_2 \times n_2}$ se tornam conhecidos, e uma decisão $y \in \mathbb{R}^{n_2}$ deve ser tomada. Se fizermos que $T_i(\omega)$ e $W_i(\omega)$ sejam a i -ésima linha de $T(\omega)$ e $W(\omega)$, respectivamente, o vetor de parâmetros aleatórios do segundo estágio é definido como $\xi(\omega) = (q(\omega)^\top, h(\omega)^\top, T_1(\omega), \dots, T_{m_2}(\omega), W_1(\omega), \dots, W_{m_2}(\omega))$.

Figura 12 – Árvore de cenários em problemas de programação estocástica de dois estágios.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

A formulação do problema do primeiro estágio dado por (19) otimiza o custo $c^T x$ da decisão do primeiro estágio x mais o custo esperado das decisões ótimas do segundo estágio $y(\omega)$. O problema do segundo estágio pode ser visto como um problema de otimização que descreve o comportamento ótimo quando os dados incertos $\xi(\omega)$ são revelados. A sua solução pode ser considerada como uma ação de recurso onde o termo $W(\omega)y(\omega)$ compensa as possíveis inconsistências do sistema $T(\omega)x + W(\omega)y(\omega) \leq h(\omega)$, e $q(\omega)^\top y(\omega)$ é o custo desse recurso.

Note-se que, o problema definido por (19) e (20) é linear, pois as funções objetivo e as restrições são lineares, porém, casos mais gerais podem ser considerados. Por exemplo, o problema do primeiro estágio pode ser linear inteiro misto.

5.1.2 Geração de cenários

A solução prática de problemas de programação estocástica de dois estágios com variáveis aleatórias contínuas é, em geral, uma tarefa difícil. A fim de torná-los tratáveis, tais problemas devem ser aproximados. A abordagem padrão consiste em encontrar um número reduzido de realizações ou cenários que de alguma forma reflete uma boa aproximação da verdadeira distribuição de probabilidade. Uma escolha natural para gerar cenários é através da técnica de simulação de Monte Carlo. Esta técnica gera uma amostra ξ^1, \dots, ξ^N de N replicações do vetor aleatório $\xi(\omega)$, onde cada ξ^j , $j = 1, \dots, N$, tem a mesma distribuição de probabilidade que $\xi(\omega)$. Além disso, se os cenários ξ^j estão distribuídos independentemente uns dos outros, diz-se que a amostra é independente e identicamente distribuída (i.i.d). Dada uma amostra, a função de recurso $\mathfrak{R}(x) = \mathbb{E}[Q(x, \xi(\omega))]$ em (19) pode ser aproximada pelo valor médio

$$\mathfrak{R}^v(x) = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N Q(x, \xi^j) \quad (21)$$

e para cada cenário $j = 1, \dots, N$, o problema que define $Q(x, \xi^j)$ é dado por

$$\begin{aligned} Q(x, \xi^j) &= \min_y q_j^\top y_j \\ &\text{s.a:} \\ T_j x + W_j y_j &= h_j \quad \forall j = 1, \dots, N \\ y_j &\geq 0 \end{aligned} \quad (22)$$

Combinando (19), (21) e (22), o problema de programação estocástica de dois estágios, definido por (19) e (20), pode ser formulado como um único problema de otimização linear determinístico

$$\min_{x,y} c^\top x + \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N q_j^\top y_j \quad (23)$$

$$\begin{aligned}
& \text{s.a:} \\
& Ax = b \\
& T_j x + W_j y_j = h_j \quad \forall j = 1, \dots, N \\
& x \geq 0, y_j \geq 0
\end{aligned}$$

Quanto maior o tamanho da amostra N , mais próximas da solução do problema original são as soluções de (23). A desvantagem de resolver (23) completamente para cada $j \in \{1, \dots, N\}$ usando qualquer algoritmo é que esforço pode ser desperdiçado na otimização quando a aproximação não é exata. Uma abordagem para evitar esses problemas é usar a amostragem dentro de outro algoritmo que não precise de otimização completa. Para garantir que o processo de solução faça uso eficiente das informações da amostra, a técnica *simultaneous backward reduction* (HEITSCH; RÖMISCH, 2003; WANG *et al.* 2014a) descrita na seção 5.1.3 pode ser usada.

5.1.3 Redução de cenários

A técnica *simultaneous backward reduction* é usada para reduzir o número de cenários mantendo uma boa aproximação da incerteza do sistema (WANG *et al.* 2014a; NIKNAM; ZARE; AGHAEI, 2012). Nesta técnica, a bondade do ajuste de estimação (*goodness of fit*) é controlada pela medição de uma distância de distribuições de probabilidade como uma métrica de probabilidade. O procedimento para sua implementação é o seguinte: considerando que inicialmente foram gerados N cenários diferentes denotados por $\tau_s (s = 1, \dots, N)$, cada um com probabilidade ρ_s , uma função de distância $d(\tau_s, \tau_j)$ para cada par de cenários (τ_s, τ_j) é definida como

$$d(\tau_s, \tau_j) := \max\{1, \|\tau_s - \bar{\tau}\|, \|\tau_j - \bar{\tau}\|\} \|\tau_s - \tau_j\| \quad (24)$$

onde $\bar{\tau}$ é o valor médio de todos os cenários. Seja S o conjunto de índices de cenários iniciais (N elementos iniciais), e J (inicialmente nulo) o conjunto de índices de cenários a serem excluídos. Considerando que existem N cenários, gerados usando, por exemplo, simulações de Monte Carlo, e pretendesse reduzi-los para n cenários. Os passos a seguir são os seguintes:

- Passo 1: Calcular a distância de todos os pares de cenários $d_{s,j} := d(\tau_s, \tau_j), s, j = 1, \dots, N$. Para cada cenário l , encontrar a mínima das distâncias

com os outros cenários, $d_{ll}^{[1]} := \min_{j \neq l} d_{lj}$, fazer $l_1 \in \arg \min_{l \in \{1, \dots, N\}} \rho_l d_{ll}^{[1]}$, e atualizar J e S tal que $J^{[1]} := \{l_1\}$, $S^{[1]} := S/\{l_1\}$.

- Passo $i (i > 1)$: Para cada cenário l , $l \in S^{[i-1]}$, encontrar $d_{kl}^{[i]} := \min_{j \notin J^{[i-1]} \cup \{l\}} d_{kj}$, $k \in J^{[i-1]} \cup \{l\}$, logo calcular $z_l^{[i]} := \sum_{k \in J^{[i-1]} \cup \{l\}} \rho_k d_{kl}^{[i]}$, $l \in S^{[i-1]}$, fazer $l_i \in \arg \min_{l \in S^{[i-1]}} z_l^{[i]}$, atualizar J e S tal que $J^{[i]} := J^{[i-1]} \cup \{l_i\}$, $S^{[i]} := S^{[i-1]}/\{l_i\}$, repetir este passo $N - n$ vezes.
- Passo $N - n + 1$: Calcular a probabilidade ρ'_s para cada cenário restante $s \in S$:

$$\rho'_s = \rho_s + \sum_{j \in J_s} \rho_j \quad (25)$$

em que J_s é definido como $J_s := \{i \in J : s = s(i)\}$ e $s(i) \in \arg \min_{s \in S} d(\tau_i, \tau_s)$, $i \in J$, ou seja, os elementos de J_s são os elementos i do conjunto de cenários eliminados J para os quais s é o cenário com a mínima distância.

Após a redução do número de cenários o problema definido em (23) pode ser escrito da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \min_{x,y} c^\top x + \sum_{s \in S} \rho'_s q_s^\top y_s \\ \text{s.a:} \\ Ax = b \\ T_s x + W_s y_s = h_s \quad \forall s \in S \\ x \geq 0, y_s \geq 0 \end{aligned} \quad (26)$$

onde $S = \{1, \dots, n\}$.

5.2 SOLUÇÃO DE PROBLEMAS DE PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA DE DOIS ESTÁGIOS

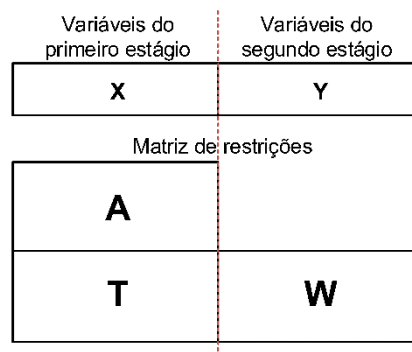
A aproximação determinística (26) que surge do processo de amostragem de (19) e (20) é um problema de programação linear de grande porte. A sua solução pode ser encontrada

usando *software* comercial de otimização, o qual é amplamente disponível. Porém, à medida que a dimensão do problema cresce, torna-se demasiado grande para ser resolvido usando códigos de uso geral. A abordagem de solução tradicional envolve a aplicação de técnicas de decomposição que aproveitam do ponto de vista teórico e computacional a estrutura especial deste tipo de problemas. Deste modo, a solução é encontrada resolvendo de forma iterativa um conjunto de problemas de menor tamanho que o original. Técnicas de decomposição incluem decomposição Lagrangeana, decomposição Lagrangeano aumentado, *operator splitting*, método *L-shaped*, Dantzig-Wolfe, entre outros (SHAPIRO; PHILPOT, 2007).

5.2.1 Método *L-shaped*

Método *L-shaped* é o nome que recebe o método de decomposição de Benders (BENDERS, 1962) quando é aplicado para resolver problemas de programação estocástica (VAN SLYKE; WETS, 1969). Este nome faz referência à estrutura característica da matriz de restrições destes tipos de problemas, como mostrado na Figura 13.

Figura 13 – Estrutura dos problemas de programação estocástica de dois estágios.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

O método *L-shaped* decompõe a aproximação determinística (26) em um problema mestre e uma série de subproblemas, um para cada possível cenário futuro. O problema mestre representa o primeiro estágio mais as condições necessárias, denominadas cortes, derivadas do segundo estágio. Os subproblemas representam o segundo estágio para decisões conhecidas do primeiro estágio. Os subproblemas são independentes entre si e estão ligados apenas pela escolha das variáveis do primeiro estágio x . Isso é ideal uma vez que a única informação do restante do problema que precisa ser passada para cada um dos subproblemas é a decisão do primeiro estágio. Com esta informação conhecida, os problemas do segundo estágio podem ser resolvidos independentemente uns dos outros. O uso deste método também

é aplicável nos casos em que o problema mestre e os subproblemas são de natureza diferente. Por exemplo, quando o mestre é um problema linear inteiro misto, ou quando os subproblemas são não lineares.

A formulação apresentada a seguir é aplicável quando os subproblemas são lineares, independentemente da natureza do problema mestre, embora a decomposição de Benders tenha sido generalizada e permita a minimização de uma função de recurso não linear convexa com região factível formando um poliedro convexo (GEOFFRION, 1972). No caso do problema de otimização (26), a função de recurso é poligonal convexa porque é construída a partir de um número finito de restrições lineares. Para valores fixos da variável x , os subproblemas na iteração i , para cada cenário $s \in S$, são formulados como:

$$\begin{aligned} Q_s^{(i)} &= \min_{y_s} q_s^\top y_s \\ \text{s.a:} & \\ W_s y_s &= h_s - T_s x^{(i)} : \pi_s^{(i)} \\ y_s &\geq 0 \end{aligned} \quad (27)$$

em que π_s indica as variáveis duais das restrições dos subproblemas. Na versão *multi-cut* do método *L-shaped*, proposta em Birge e Louveaux (1988), o problema mestre na iteração i é definido como:

$$\min_{x, z_s} c^\top x + \sum_{s \in S} \rho'_s z_s \quad (28)$$

s.a:

$$Ax = b \quad (29)$$

$$z_s - Q_s^{(l)} \geq +\pi_s^{(l)\top} T_s (x^{(l)} - x), \quad \forall l \in K, \quad s \in S \quad (30)$$

$$-Q_s^{(l)} \geq +\pi_s^{(l)\top} T_s (x^{(l)} - x), \quad \forall l \in D, \quad s \in I^{(l)} \quad (31)$$

$$x \geq 0 \quad (32)$$

em que $z_s \in \mathbb{R}$, $K \subseteq \{1, \dots, i\}$ é o conjunto de índices das iterações nas quais todos os subproblemas são factíveis para a proposta do mestre, $D \subseteq \{1, \dots, i\}$ corresponde aos índices das iterações onde pelo menos um subproblema é infactível, $I^{(l)} \subseteq S$ é o conjunto de subproblemas infactíveis na iteração $l \in D$. Se todos os subproblemas são factíveis, restrições do tipo (30), chamadas de cortes de otimalidade, são adicionadas ao problema mestre. Neste caso, os valores das variáveis duais π_s e o custo Q_s são obtidos da solução ótima dos

subproblemas. Quando os subproblemas são infactíveis, os valores das variáveis duais π_s e custo Q_s são derivados da fase I do simplex, e restrições do tipo (31), chamadas de cortes de factibilidade, são adicionadas ao problema mestre. Na fase I do simplex, a função objetivo do subproblema é a soma de infactibilidades

$$\begin{aligned} \min_{y_s, v^+, v^-} \quad & e^\top v^+ + e^\top v^- \\ \text{s.a:} \quad & \\ W_s y_s + I v^+ - I v^- = h_s - T_s x : \pi & \\ y_s, v^+, v^- \geq 0 & \end{aligned} \quad (33)$$

onde $v^+, v^- \in \mathbb{R}^{n_2}$, $e \in \mathbb{R}^{n_2}$ é um vetor com componentes unitárias, e $I \in \mathbb{R}^{m_2 \times m_2}$ é uma matriz identidade. Se para um valor determinado de x a função objetivo de (33) pode ser reduzida para zero, significa que o subproblema é factível para esse valor.

5.2.1.1 Algoritmo

Na iteração i o algoritmo resolve o problema mestre e passa o valor do vetor $x^{(i)}$ aos subproblemas. Estes otimizam y_s e passam os valores das variáveis duais $\pi_s^{(i)}$ e os custos $Q_s^{(i)}$ para formar cortes no problema mestre. Os cortes de otimalidade geram uma aproximação externa da função de recurso porque impõem limites inferiores no seu valor. À medida que mais cortes de otimalidade são adicionados, estes irão aproximar com maior precisão a função de recurso. Em cada iteração o limite inferior para o problema completo é dado por $LB = c^\top x^{(i)} + \sum_{s \in S} \rho'_s z_s^{(i)}$; sendo a sucessão destes limites monotonicamente crescente porque em cada nova iteração o número de cortes é maior que na anterior. O limite superior necessário para avaliar a convergência do algoritmo é calculado através da função $UB = \min_{l \in \{1, \dots, i\}} \left(c^\top x^{(l)} + \sum_{s \in S} \rho'_s Q_s^{(l)} \right)$, ou seja, o limite superior a utilizar é o mínimo de todos os limites superiores prévios. Esta escolha do limite superior é seleccionada dessa maneira porque a sucessão de limites superiores não é necessariamente decrescente.

Para obter os valores do vetor de variáveis do primeiro estágio $x^{(0)}$ a serem enviados aos subproblemas na primeira iteração, estimativas razoáveis podem ser realizadas se a natureza do problema é conhecida. De forma alternativa se pode resolver o problema mestre sem cortes, o que implica fixar o valor das variáveis z_s em zero. O algoritmo do método *L-shaped* é resumido como:

1. Inicialização: fazer $i = 0$, $K := \{\}$, $D := \{\}$, $I^{(i)} := \{\}$, $UB = \infty$, $LB = -\infty$.
2. Resolver o problema mestre (28) – (32), obter $x^{(i)}$ e $z_s^{(i)}$ e avaliar o limite inferior LB . Enquanto não se tenha gerado nenhum corte de otimalidade o valor das variáveis de recurso z_s é fixado em zero.
3. Para cada cenário s , $s \in S$, resolver o subproblema (27). Se o subproblema correspondente ao cenário s é infactível, fazer $I^{(i)} := I^{(i)} \cup \{s\}$ e gerar um corte de factibilidade no problema mestre com $\pi_s^{(i)}$ e $Q_s^{(i)}$ derivados da fase I do simplex. Após avaliar todos os subproblemas, fazer $D = D \cup \{i\}$, incrementar o número de iterações $i = i + 1$, fazer $I^{(i)} := \{\}$ e voltar ao passo 2.
4. Se todos os subproblemas são factíveis, obter $Q_s^{(i)}$ e atualizar o limite superior UB . Avaliar o critério de parada $UB - LB \leq \varepsilon$, onde o parâmetro ε é a tolerância.
5. Se o critério de parada não é satisfeito, obter $\pi_s^{(i)}$, gerar cortes de otimalidade e adicioná-los ao problema mestre, fazer $K = K \cup \{i\}$, incrementar o número de iterações $i = i + 1$, fazer $I^{(i)} := \{\}$, e voltar ao passo 2.

6 CAPACIDADE MÁXIMA DE ALOCAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS

Existe atualmente uma tendência para aumentar a participação da GD, especialmente baseada em FER, no suprimento do consumo global de energia elétrica. Esta tendência está sendo impulsionada principalmente por iniciativas governamentais destinadas a aumentar a eficiência energética, converter o uso de energia para fontes renováveis e reduzir as emissões de gases de efeito estufa (NEW YORK STATE ENERGY PLANNING BOARD, 2015). Para poder atingir as metas de geração a partir de FER, o mercado elétrico está sendo liberado para os investidores independentes, para que possam participar no suprimento de energia nas redes de distribuição.

A maioria dos mecanismos projetados para promover a utilização de energia renovável prevê acesso prioritário à rede a todos os pedidos de conexão de GD baseada em FER, independentemente de sua potência nominal e localização (HALLBERG et al. 2013; GARCÍA-ALVAREZ, MARIZ-PÉREZ, 2012). Esta situação exige que os OSD administrem eficientemente a utilização da rede, pois a capacidade para novas conexões é limitada e a expansão da rede é dispendiosa e, geralmente, restrita por interesses ambientais e sociais. Neste cenário, os OSD estariam interessados em determinar os locais onde mais GD pode ser acomodada e incentivar os desenvolvimentos nessas áreas da rede, por exemplo, através da aplicação de taxas de conexão diferenciadas. No entanto, quando a prioridade é a exploração das FER, surge a necessidade de estratégias mais sofisticadas para lidar com a variabilidade da geração e sua falta de correlação com a demanda; caso contrário, a capacidade de alocação da rede seria limitada por cenários extremos de geração e demanda que raramente ocorrem.

A capacidade máxima de alocação de GD é determinada por restrições de tensão (limites regulamentares de tensão máxima e mínima em qualquer ponto da rede) e restrições de corrente (limites físicos impostos pela capacidade térmica máxima das linhas e transformadores). Estes limites podem ser violados devido às seguintes razões:

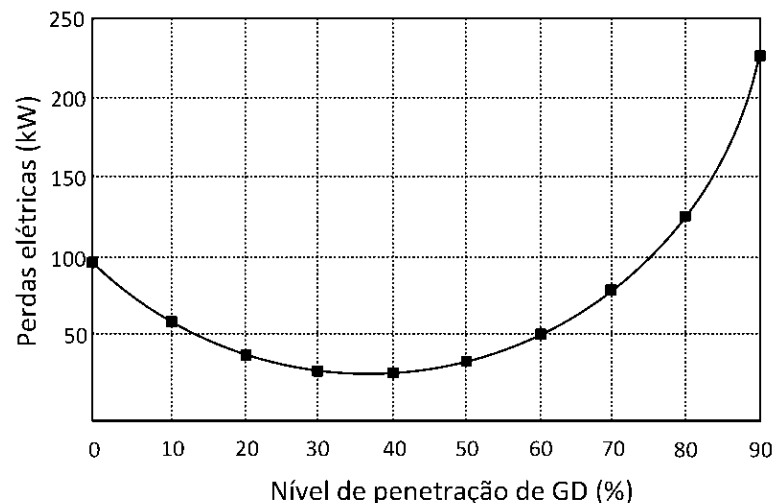
- f) Variações de tensão: A injeção de potência ativa leva a modificações do perfil de tensão. A tensão aumenta no ponto de conexão da GD e sua vizinhança. Quanto maior a geração e sua variabilidade, mais forte o impacto da GD no perfil de tensão.

- g) Congestionamentos: Acontece quando existe excesso de geração que produz fluxos de potência que ultrapassam os limites físicos da rede. Isso pode levar a ações de emergência, necessárias para interromper ou restringir a injeção de potência ativa. Uma situação semelhante pode ocorrer em caso de demanda excessiva no sistema.

Em sistemas com altos níveis de penetração de GD, ambos os tipos de cenários podem ocorrer. Conseqüentemente, os OSD enfrentam desafios no cumprimento de algumas de suas responsabilidades. Espera-se que estes desafios se tornem mais frequentes, dependendo do tipo de GD, de sua localização geográfica e do nível de tensão da conexão.

A GD também pode ter um impacto significativo nas perdas elétricas na rede de distribuição e na demanda das cargas com comportamento dependente da tensão (RIZY et al., 2011; QUIJANO; PADILHA-FELTRIN, 2015). Com níveis baixos de penetração, as perdas elétricas são reduzidas porque a geração é consumida localmente, porém, uma vez que a penetração ultrapassa determinado nível, as perdas tendem a aumentar. Este comportamento é mostrado na Figura 14. Em relação às cargas dependentes da tensão, sua demanda tende a aumentar à medida em que a penetração de GD aumenta devido o efeito da injeção de potência ativa na tensão.

Figura 14 – Efeito da GD nas perdas elétricas em redes de distribuição.



Fonte: Adaptado de Quijano e Padilha-Feltrin (2015).

6.1 ABORDAGEM PROPOSTA

Neste capítulo, o problema de maximizar a capacidade de GD renovável que pode ser instalada em redes de distribuição através da implementação de esquemas de GRA é abordado

considerando o uso eficiente dos recursos energéticos. Para esse fim, é desenvolvido um modelo de otimização biobjetivo baseado no fluxo de carga ótimo linearizado. Os objetivos considerados são a maximização da capacidade instalada de GD e a minimização do consumo total de energia (consumo das cargas mais perdas elétricas). O efeito da tensão nas cargas é incluído através do modelo de carga ZIP. A operação coordenada de RT e OLTC e a gestão do corte de geração e do suporte de potência reativa da GD são utilizados para maximizar a utilização da rede enquanto se procura a eficiência energética. Os efeitos das incertezas da carga e da geração são abordados formulando o problema biobjetivo como de programação estocástica de dois estágios. O processo de solução envolve converter a formulação estocástica biobjetivo em uma aproximação determinística através de um método de geração e redução de cenários. Logo, o problema resultante é resolvido aplicando simultaneamente o método restrição- ϵ (COHON, 2004) e a técnica de decomposição de Benders (BIRGE; LOUVEAUX, 1988).

As principais contribuições da proposta incluem:

- A capacidade máxima de alocação das redes de distribuição é avaliada considerando simultaneamente a eficiência energética, as incertezas da carga e da geração, e a implementação de vários esquemas de GRA.
- O problema de determinar a CMA é formulado como um modelo de programação estocástica de dois estágios, biobjetivo e multiperíodo, que inclui as interdependências temporais e a dependência da carga com a tensão.
- É desenvolvida uma estratégia de solução que combina o método restrição- ϵ e o método de decomposição de Benders para resolver o problema estocástico biobjetivo.

6.2 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

Nesta seção são apresentados os modelos matemáticos dos componentes não lineares do sistema e suas correspondentes linearizações. Depois, as equações resultantes são combinadas para formar o modelo matemático do problema proposto.

6.2.1 Modelo matemático do sistema de distribuição

Dada uma rede de distribuição radial como a mostrada na Figura 15, os fluxos de potência complexa nos ramos podem ser descritos através de um conjunto de equações recursivas chamadas de equações DistFlow (BARAN; WU, 1989)

$$P_{jk} = P_{ij} - r_{ij} \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_i^2} + p_j \quad (34)$$

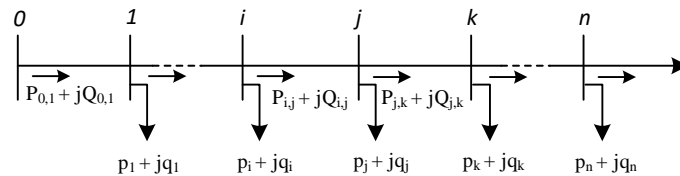
$$Q_{jk} = Q_{ij} - x_{ij} \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_i^2} + q_j \quad (35)$$

$$V_j^2 = V_i^2 - 2(r_{ij} P_{ij} + x_{ij} Q_{ij}) + (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_i^2} \quad (36)$$

$$p_j = PG_j - Pl_j, q_j = QG_j - Ql_j \quad (37)$$

onde P_{ij} e Q_{ij} são os fluxos de potência ativa e reativa entre as barras i e j , r_{ij} e x_{ij} são a resistência e a reatância do ramo ij , PG_j e QG_j são as potências ativa e reativa geradas na barra j , Pl_j e Ql_j são as potências ativa e reativa consumidas na barra j . Se o consumo de potência local é menor que a geração, a direção dos fluxos nos ramos é contrária à mostrada na Figura 15, neste caso P_{ij} e Q_{ij} assumem valores negativos.

Figura 15 – Diagrama de uma rede de distribuição radial.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

As equações DistFlow geralmente são linearizadas desconsiderando os termos não lineares no lado direito das equações, desde que estes representam as perdas elétricas que, na prática, devem ser muito mais pequenas que P_{ij} e Q_{ij} . Adicionalmente, V_j^2 e V_i^2 em (36) são aproximados pelo termo de primeira ordem de suas expansões em série de Taylor em torno da tensão nominal V^n . Combinando ambas as simplificações, as seguintes expressões lineares são obtidas:

$$P_{jk} = P_{ij} + p_j \quad (38)$$

$$Q_{jk} = Q_{ij} + q_j \quad (39)$$

$$V_j = V_i - \frac{r_{ij}P_{ij} + x_{ij}Q_{ij}}{(V^n)^2} \quad (40)$$

$$p_j = PG_j - Pl_j, q_j = QG_j - Ql_j \quad (41)$$

O uso desta simplificação foi proposto em (BARAN; WU, 1989), e tem sido amplamente utilizado na literatura (WANG; CHEN; WANG, 2015; WANG *et al.*, 2014a; WANG *et al.*, 2016; YEH; GAYME; LOW, 2012). Sua precisão foi testada em (TURITSYN *et al.*, 2010) onde foi obtida uma mudança mínima nos resultados para as equações lineares quando comparados com os resultados para as equações exatas não lineares.

Nos problemas onde o objetivo é a minimização das perdas de potência ativa nas redes de distribuição estas podem ser calculadas através da seguinte expressão:

$$\ell = \sum_{ij \in \Omega_l} r_{ij} I_{ij}^{sqr} \quad (42)$$

em que Ω_l é o conjunto de todos os ramos da rede, e a variável I_{ij}^{sqr} indica o quadrado da magnitude do fluxo de corrente definido por:

$$I_{ij}^{sqr} = \frac{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}{V_i^2} \quad (43)$$

Uma forma de linearizar (43) é substituindo P_{ij}^2 e Q_{ij}^2 por aproximações lineares por partes e assumindo que a tensão V_i em todas as barras i é igual à nominal. Assim (43) pode ser escrita como:

$$I_{ij}^{sqr} = \frac{(W_{ij}^P + W_{ij}^Q)}{(V^n)^2} \quad (44)$$

$$W_{ij}^P \geq a_m + b_m P_{ij} \quad (45)$$

$$W_{ij}^Q \geq a_m + b_m Q_{ij} \quad (46)$$

Na aproximação (44) – (46), W_{ij}^P e W_{ij}^Q são variáveis auxiliares que substituem P_{ij}^2 e Q_{ij}^2 . As expressões (45) e (46) correspondem aos segmentos de linha que aproximam os termos quadráticos de potência ativa e reativa, respectivamente. a_m e b_m são os parâmetros que definem cada segmento de linha. A aplicação deste método é válida nos problemas de otimização onde os termos quadráticos P_{ij}^2 e Q_{ij}^2 são minimizados de forma explícita ou implícita.

6.2.2 Modelo matemático das cargas

A carga em cada barra j da rede é modelada através do modelo de carga ZIP apresentado na seção 3.2.3.2 expresso da seguinte forma:

$$Pl_j = Pl_j^Z \zeta^Z V_j^2 + Pl_j^I \zeta^I V_j + Pl_j^P \zeta^P \quad (47)$$

$$Ql_j = Ql_j^Z \zeta^Z V_j^2 + Ql_j^I \zeta^I V_j + Ql_j^P \zeta^P \quad (48)$$

Neste caso, a demanda de potência ativa e reativa de cada componente de carga (pl_j^Z , pl_j^I , pl_j^P , ql_j^Z , ql_j^I e ql_j^P) é calculada como o produto entre o valor de pico de demanda (Pl_j^Z , Pl_j^I , Pl_j^P , Ql_j^Z , Ql_j^I , Ql_j^P) e o nível de demanda relativo ao valor de pico (ζ^Z , ζ^I , ζ^P), que é um parâmetro aleatório. Por simplicidade, em um determinado instante, e para cada componente de carga, é considerado o mesmo nível de demanda relativo ao valor pico para calcular a demanda de potência ativa e reativa em todas as barras da rede. Adicionalmente, tanto demanda como a tensão são expressos como valores em por unidade.

Os termos quadráticos em (47) e (48) são linearizados usando expansão em série de Taylor em torno de $V_j = V^n = 1$ p.u. e ignorando os termos de segunda e maior ordem

$$Pl_j = Pl_j^Z \zeta^Z (2V_j - 1) + Pl_j^I \zeta^I V_j + Pl_j^P \zeta^P \quad (49)$$

$$Ql_j = Ql_j^Z \zeta^Z (2V_j - 1) + Ql_j^I \zeta^I V_j + Ql_j^P \zeta^P \quad (50)$$

Observe que, à medida que a tensão na barra j se aproxima da tensão nominal, o erro introduzido pelas linearizações em (49) e (50) diminui.

6.2.3 Modelo matemático dos sistemas de geração distribuída

Considera-se que a potência reativa que um sistema de GD pode fornecer é limitada pela curva de capacidade do inversor da mesma forma como foi discutido na seção 2.6

$$|QG_j| \leq \sqrt{PIC_j^2 - PG_j^2} \quad (51)$$

Neste caso, a potência nominal do inversor é determinada com base na potência máxima do arranjo de módulos fotovoltaicos ou do gerador do sistema de geração de turbina eólica.

Este modelo pode ser representativo de uma unidade de geração individual ou de várias unidades geograficamente próximas agregadas em um ponto da rede.

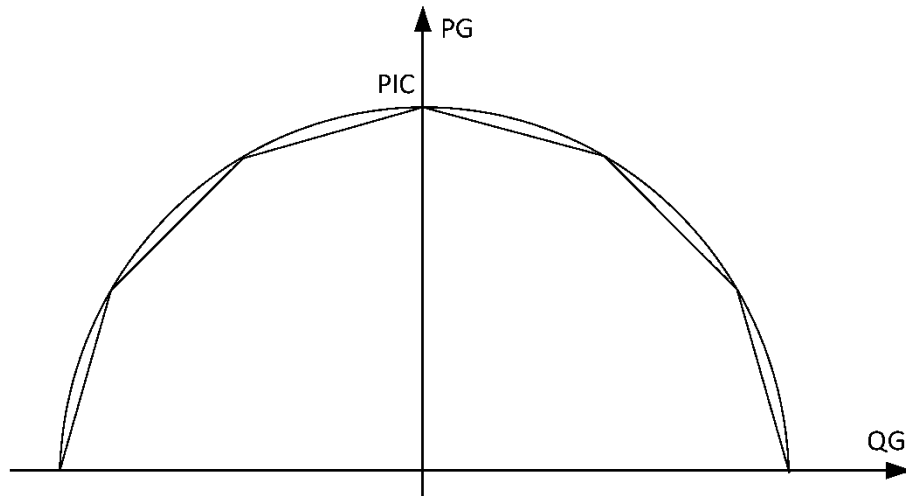
Em relação ao modo de operação da GD, considera-se que quando necessário, corte de geração de potência ativa pode ser aplicado para resolver contingências na rede ou para liberar capacidade de potência reativa. Além disso, durante cenários de baixa velocidade do vento ou à noite, quando a geração de potência ativa é igual a zero, a GD ainda pode fornecer suporte de potência reativa, uma vez que, tecnicamente é possível projetar os inversores para operar dessa forma.

A curva de capacidade do inversor é linearizada utilizando um método de aproximação poligonal interna (WANG *et al.*, 2016). Os segmentos de linha que constituem o polígono de aproximação são dados por:

$$\alpha_u PG_j + \beta_u QG_j + \delta_u PIC_j \leq 0 \quad (52)$$

onde os coeficientes α_u , β_u e δ_u definem a localização de cada segmento de linha u no plano cartesiano. A Figura 16 mostra a linearização da curva de capacidade que corresponde à metade superior de um polígono com 12 lados, e os valores dos coeficientes correspondentes são listados na Tabela 5. Considera-se que, qualquer ponto de operação dentro da curva de capacidade da Figura 16 é um ponto de operação segura do inversor.

Figura 16 – Aproximação poligonal da curva de capacidade.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tabela 5 – Coeficientes de linearização da curva de capacidade.

u	α_u	β_u	δ_u
1	1	0,2679	-1
2	1	1	-1,366
3	0,2679	1	-1
4	-0,2679	1	-1
5	-1	1	-1,366
6	-1	0,2679	-1

Fonte: Elaboração do próprio autor.

6.2.4 Modelo matemático dos reguladores de tensão e transformadores com OLTC

Os reguladores de tensão são autotransformadores que como os transformadores com OLTC podem ser controlados manual ou automaticamente para responder às variações das tensões aumentando ou reduzindo sua tensão de saída. A Figura 17 ilustra o diagrama de um RT conectado na barra j de uma rede de distribuição. As equações que modelam o funcionamento do RT são dadas por:

$$V_j = \tilde{V}_j + \Delta tap_j tap_j \quad (53)$$

$$tap_j^{min} \leq tap_j \leq tap_j^{max} \quad (54)$$

onde \tilde{V}_j denota a magnitude da tensão não regulada antes do RT, V_j é a magnitude da tensão regulada pelo RT, Δtap_j é a porcentagem de regulação de tensão de cada passo (ajuste discreto) do RT, e tap_j é a posição do tap do RT. A expressão (54) define a posição máxima e

mínima do tap do RT. No caso do OLTC, as mesmas expressões do RT são utilizadas considerando que a tensão não regulada, ou seja, a tensão do lado primário do transformador da subestação é igual à tensão nominal.

Com o objetivo de reduzir o desgaste dos dispositivos, as ações de comutação do tap do RT e do OLTC são limitadas a um número máximo durante o horizonte de planejamento através da seguinte expressão:

$$\sum_{t=1}^{nt-1} |tap_{j,t+1} - tap_{j,t}| \leq TAP_j^{max} \quad (55)$$

onde t indica o índice de períodos discretos, nt é o número de períodos durante o horizonte de planejamento e TAP_j^{max} é o número máximo de ações de comutação durante o horizonte de planejamento. De forma equivalente (55) pode ser escrito como:

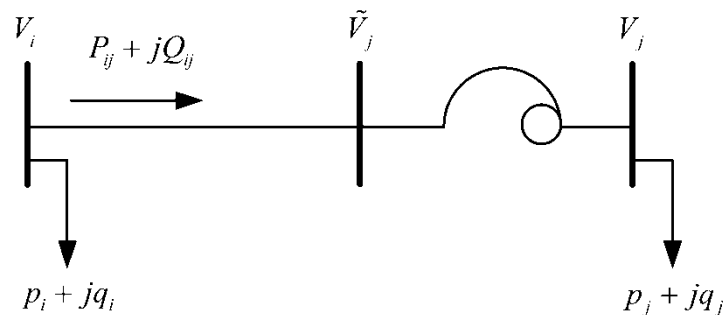
$$\lambda_{j,t}^R \geq tap_{j,t+1} - tap_{j,t} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (56)$$

$$\lambda_{j,t}^R \geq tap_{j,t} - tap_{j,t+1} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (57)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} \lambda_{j,t}^R \leq TAP_j^{max} \quad (58)$$

em que $\lambda_{j,t}^R$ é uma variável auxiliar que assume o valor absoluto da variação da posição do tap entre os períodos t e $t + 1$ para o dispositivo na barra j , e $\mathcal{T} := \{1, \dots, nt\}$ é o conjunto de todos os períodos no horizonte de planejamento.

Figura 17 – Diagrama do regulador de tensão.



Fonte: Adaptado de Gonçalves (2013).

6.2.5 Modelo matemático do problema proposto

O problema de determinar a capacidade máxima de GD renovável que pode ser alocada em uma rede de distribuição considerando simultaneamente a eficiência energética e a implementação de vários esquemas de GRA resulta em um modelo de programação estocástica de dois estágios, não linear inteiro misto, biobjetivo e multiperíodo. Depois de aplicar as linearizações apresentadas nas seções 6.2.1 – 6.2.4 e do processo de geração e redução de cenários das seções 5.1.2 – 5.1.3 a aproximação linear determinística do problema é a seguinte:

$$\max: f_1 = \sum_{j \in \mathcal{G}} PIC_j \quad (59)$$

$$\min: f_2 = \sum_{s \in \mathcal{S}} \rho'_s[Q_s] \quad (60)$$

s.a:

$$tap_j^{min} \leq tap_{j,t} \leq tap_j^{max} \quad \forall j \in R \quad (61)$$

$$\lambda_{j,t}^R \geq tap_{j,t+1} - tap_{j,t} \quad \forall j \in R \quad (62)$$

$$\lambda_{j,t}^R \geq tap_{j,t} - tap_{j,t+1} \quad \forall j \in R \quad (63)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} \lambda_{j,t}^R \leq TAP_j^{max} \quad \forall j \in R \quad (64)$$

$$tap_{j,t} \text{ inteiro} \quad \forall j \in R \quad (65)$$

$$Q_s = \min: \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{j \in \Omega_b} Pl_{j,t,s} + \sum_{ij \in \Omega_l} r_{ij} I_{ij,t,s}^{sqr} \right) \quad (66)$$

s.a:

$$\sum_{jk \in \Omega_l} P_{jk,t,s} = \sum_{ij \in \Omega_l} P_{ij,t,s} - Pl_{j,t,s} + \sum_{g \in \mathcal{G} | \beta_g = j} PG_{g,t,s} + \quad \forall j \in \Omega_b \quad (67)$$

$$\sum_{e \in E | \beta_e = j} PS_{e,t,s}$$

$$\sum_{jk \in \Omega_l} Q_{jk,t,s} = \sum_{ij \in \Omega_l} Q_{ij,t,s} - Ql_{j,t,s} + \sum_{g \in \mathcal{G} | \beta_g = j} QG_{g,t,s} + \quad \forall j \in \Omega_b \quad (68)$$

$$\sum_{e \in E | \beta_e = j} QS_{e,t,s}$$

$$\tilde{V}_{j,t,s} = V_{i,t,s} - \frac{r_{ij}P_{ij,t,s} + x_{ij}Q_{ij,t,s}}{(V^n)^2} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (69)$$

$$V_{j,t,s} = \tilde{V}_{j,t,s} + \Delta tap_j tap_{j,t} : \phi_{j,t,s} \quad \forall j \in R \quad (70)$$

$$V_{j,t,s} = \tilde{V}_{j,t,s} \quad \forall j \in \Omega_b \setminus R \quad (71)$$

$$\tilde{V}_{j,t,s} = V^n \quad \forall j \in R | j = 0 \quad (72)$$

$$Pl_{j,t,s} = Pl_j^Z \zeta_{t,s}^Z (2V_{j,t,s} - 1) + Pl_j^I \zeta_{t,s}^I V_{j,t,s} + Pl_j^P \zeta_{t,s}^P \quad \forall j \in \Omega_b \quad (73)$$

$$Ql_{j,t,s} = Ql_j^Z \zeta_{t,s}^Z (2V_{j,t,s} - 1) + Ql_j^I \zeta_{t,s}^I V_{j,t,s} + Ql_j^P \zeta_{t,s}^P \quad \forall j \in \Omega_b \quad (74)$$

$$PG_{j,t,s} = PAV_{j,t,s} - P_{j,t,s}^{curt} \quad \forall j \in \mathcal{G} \quad (75)$$

$$P_{j,t,s}^{curt} \leq PAV_{j,t,s} \quad \forall j \in \mathcal{G} \quad (76)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} P_{j,t,s}^{curt} \leq \gamma^c \sum_{t \in \mathcal{T}} PAV_{j,t,s} \quad \forall j \in \mathcal{G} \quad (77)$$

$$PAV_{j,t,s} = \Psi_{t,s} PIC_j : \chi_{j,t,s} \quad \forall j \in \mathcal{G} \quad (78)$$

$$\alpha_u PG_{j,t,s} + \beta_u QG_{j,t,s} + \delta_u PIC_j \leq 0 : \theta_{j,t,u,s} \quad \forall j \in \mathcal{G}, \forall u \in \mathcal{U} \quad (79)$$

$$I_{ij,t,s}^{sqr} = \frac{(W_{ij,t,s}^P + W_{ij,t,s}^Q)}{(V^n)^2} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (80)$$

$$W_{ij,t,s}^P \geq a_m + b_m P_{ij,t,s} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall m \in M \quad (81)$$

$$W_{ij,t,s}^Q \geq a_m + b_m Q_{ij,t,s} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall m \in M \quad (82)$$

$$0 \leq I_{ij,t,s}^{sqr} \leq \bar{I}_{ij,t,s}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (83)$$

$$V^{min} \leq V_{j,t,s} \leq V^{max} \quad \forall j \in \Omega_b \quad (84)$$

$$\forall s \in S, \forall t \in \mathcal{T} \quad (85)$$

Na formulação (59) – (85), um modelo de programação estocástica de dois estágios é representado como um problema de otimização biobjetivo, onde a primeira função objetivo corresponde à função objetivo do primeiro estágio e a segunda função objetivo corresponde à função de recurso. O resultado esperado é um conjunto de soluções não dominadas que descrevem o compromisso entre as decisões do primeiro estágio e as decisões de recurso.

O problema do primeiro estágio é dado por (59) – (65). A expressão (59) indica a maximização da função objetivo f_1 que corresponde à capacidade total instalada de GD em um conjunto de barras predefinido \mathcal{G} . A expressão (60) indica a minimização da função objetivo f_2 que corresponde ao valor esperado da função objetivo do problema do segundo estágio Q_s avaliada para todos os cenários $s \in S$. A restrição em (61) indica o intervalo de variação da posição do tap dos RT e do OLTC. As restrições em (62) – (65) limitam o número

de ações de comutação durante o horizonte de planejamento como foi descrito na secção 6.2.4. O problema do primeiro estágio determina a posição do tap dos RT e do OLTC e a capacidade instalada das unidades de GD.

Para cada cenário $s \in S$ é resolvido o problema do segundo estágio dado por (66) – (84). A expressão (66) indica a minimização das perdas elétricas na rede e do consumo de energia pelas cargas. As restrições em (67) – (69) são as equações DistFlow linearizadas apresentadas na seção 6.2.1, avaliadas para cada período $t \in \mathcal{T}$ e cenário $s \in S$. A equação (70) modela a operação dos RT e do OLTC. Em (71), a magnitude da tensão nas barras sem RT ou OLTC é igual à tensão não regulada e em (72) a tensão não regulada na subestação é igual à nominal. As equações (73) e (74) correspondem ao modelo ZIP linearizado para cargas ativas e reativas, respectivamente.

Em (75) a potência ativa injetada na rede pelos geradores é calculada como a diferença entre a potência ativa disponível $PAV_{j,t,s}$ e o valor do corte de geração $P_{i,t,s}^{curt}$. A restrição em (76) limita o corte de geração para não ser maior do que a potência ativa disponível. Em (77), o corte de geração em cada gerador durante o horizonte de planejamento é restringido a uma porcentagem máxima da energia disponível. Em (78), a potência ativa disponível $PAV_{j,t,s}$ é calculada como o produto entre a capacidade instalada do gerador e o nível de geração relativo a essa capacidade Ψ_t , que é um parâmetro aleatório dependente da velocidade do vento ou da irradiância.

A restrição em (79) define a capacidade da GD de fornecer potência reativa como foi discutido na seção 6.2.3. As restrições em (80) – (82) correspondem ao cálculo do quadrado da magnitude do fluxo de corrente em cada período $t \in \mathcal{T}$ e cenário $s \in S$. A restrição em (83) indica que a tensão em cada nó deve estar dentro da faixa estabelecida, e em (84) é limitado o fluxo de corrente nos ramos da rede.

Na sua forma extensiva o problema (59) – (85) pode ser expresso da seguinte forma:

$$\max: f_1 = \sum_{j \in \mathcal{G}} PIC_j \quad (86)$$

$$\min: f_2 = \sum_{s \in S} \rho'_s \left[\sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{j \in \Omega_b} Pl_{j,t,s} + \sum_{ij \in \Omega_l} r_{ij} I_{ij,t,s}^{sqr} \right) \right] \quad (87)$$

s.a:

$$tap_j^{min} \leq tap_{j,t} \leq tap_j^{max} \quad \forall j \in R \quad (88)$$

$$\lambda_{j,t}^R \geq tap_{j,t+1} - tap_{j,t} \quad \forall j \in R \quad (89)$$

$$\lambda_{j,t}^R \geq tap_{j,t} - tap_{j,t+1} \quad \forall j \in R \quad (90)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} \lambda_{j,t}^R \leq TAP_j^{max} \quad \forall j \in R \quad (91)$$

$$tap_{j,t} \text{ inteiro} \quad \forall j \in R \quad (92)$$

$$\sum_{jk \in \Omega_l} P_{jk,t,s} = \sum_{ij \in \Omega_l} P_{ij,t,s} - Pl_{j,t,s} + \sum_{g \in \mathcal{G} | \beta_g = j} PG_{g,t,s} + \sum_{e \in E | \beta_e = j} PS_{e,t,s} \quad \forall j \in \Omega_b \quad (93)$$

$$\sum_{jk \in \Omega_l} Q_{jk,t,s} = \sum_{ij \in \Omega_l} Q_{ij,t,s} - Ql_{j,t,s} + \sum_{g \in \mathcal{G} | \beta_g = j} QG_{g,t,s} + \sum_{e \in E | \beta_e = j} QS_{e,t,s} \quad \forall j \in \Omega_b \quad (94)$$

$$\sum_{e \in E | \beta_e = j} QS_{e,t,s} \quad \forall j \in \Omega_b \quad (94)$$

$$\tilde{V}_{j,t,s} = V_{i,t,s} - \frac{r_{ij}P_{ij,t,s} + x_{ij}Q_{ij,t,s}}{(V^n)^2} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (95)$$

$$V_{j,t,s} = \tilde{V}_{j,t,s} + \Delta tap_j tap_{j,t} : \phi_{j,t,s} \quad \forall j \in R \quad (96)$$

$$V_{j,t,s} = \tilde{V}_{j,t,s} \quad \forall j \in \Omega_b \setminus R \quad (97)$$

$$\tilde{V}_{j,t,s} = V^n \quad \forall j \in R | j = 0 \quad (98)$$

$$Pl_{j,t,s} = Pl_j^Z \zeta_{t,s}^Z (2V_{j,t,s} - 1) + Pl_j^I \zeta_{t,s}^I V_{j,t,s} + Pl_j^P \zeta_{t,s}^P \quad \forall j \in \Omega_b \quad (99)$$

$$Ql_{j,t,s} = Ql_j^Z \zeta_{t,s}^Z (2V_{j,t,s} - 1) + Ql_j^I \zeta_{t,s}^I V_{j,t,s} + Ql_j^P \zeta_{t,s}^P \quad \forall j \in \Omega_b \quad (100)$$

$$PG_{j,t,s} = PAV_{j,t,s} - P_{j,t,s}^{curt} \quad \forall j \in \mathcal{G} \quad (101)$$

$$P_{j,t,s}^{curt} \leq PAV_{j,t,s} \quad \forall j \in \mathcal{G} \quad (102)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} P_{j,t,s}^{curt} \leq \gamma^c \sum_{t \in \mathcal{T}} PAV_{j,t,s} \quad \forall j \in \mathcal{G} \quad (103)$$

$$PAV_{j,t,s} = \Psi_{t,s} PIC_j : \chi_{j,t,s} \quad \forall j \in \mathcal{G} \quad (104)$$

$$\alpha_u PG_{j,t,s} + \beta_u QG_{j,t,s} + \delta_u PIC_j \leq 0 : \theta_{j,t,u,s} \quad \forall j \in \mathcal{G}, \forall u \in \mathcal{U} \quad (105)$$

$$I_{ij,t,s}^{sqr} = \frac{(W_{ij,t,s}^P + W_{ij,t,s}^Q)}{(V^n)^2} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (106)$$

$$W_{ij,t,s}^P \geq a_m + b_m P_{ij,t,s} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall m \in M \quad (107)$$

$$W_{ij,t,s}^Q \geq a_m + b_m Q_{ij,t,s} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall m \in M \quad (108)$$

$$0 \leq I_{ij,t,s}^{sqr} \leq \bar{I}_{ij,t,s}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (109)$$

$$V^{min} \leq V_{j,t,s} \leq V^{max} \quad \forall j \in \Omega_b \quad (110)$$

$$\forall t \in \mathcal{T} \quad (111)$$

$$\forall s \in \mathcal{S} \quad (112)$$

6.3 ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO

Para resolver o problema (86) – (112) é proposto um novo algoritmo que combina o método restrição- ε e o método de decomposição *L-shaped*.

6.3.1 Otimização multiobjetivo

Cada uma das funções objetivo de um problema multiobjetivo geralmente tem uma solução ótima individual, portanto, não é possível encontrar uma única solução que simultaneamente otimize todos os objetivos. Uma solução ótima para um objetivo pode ser que não seja ótima para os outros. Assim, em vez de uma solução ótima única, existe um conjunto ótimo de compromissos (*trade-offs*) entre os objetivos chamado de conjunto soluções não dominadas ou Pareto-ótimas. Soluções não dominadas são aquelas que não podem ser melhoradas em uma função objetivo sem deteriorar seu desempenho em pelo menos uma das outras funções objetivo.

Os métodos para resolver problemas de otimização multiobjetivo podem ser classificados em três categorias, com base na fase em que o tomador de decisão (*decision maker*) se envolve no processo de tomada de decisões (MAVROTAS, 2009): os métodos a priori, os métodos iterativos e os métodos a posteriori. Nos métodos a priori, o tomador de decisão expressa suas preferências antes do processo de solução; por exemplo, definindo pesos para as funções objetivo. Nos métodos iterativos, fases de diálogo com o tomador de decisão são alternadas com fases de cálculos e o processo converge após algumas iterações para a solução mais adequada. Nos métodos a posteriori, todas as soluções não dominadas (ou uma parte representativa delas) são geradas e, então, o tomador de decisão se envolve para selecionar entre elas a mais adequada.

Em geral, os métodos a posteriori mais utilizados são o método de pesos e o método restrição- ε (COHON, 2004). Neste trabalho o método restrição- ε é utilizado para gerar um

subconjunto representativo do conjunto de soluções não dominadas do problema (86) – (112). Dado o problema geral de otimização multiobjetivo:

$$\begin{aligned} \max: & f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}) \dots f_p(\mathbf{x}) \\ \text{s.a:} & \\ & \mathbf{x} \in X \end{aligned} \quad (113)$$

onde \mathbf{x} é o vetor de variáveis de decisão, $f_1(\mathbf{x}) \dots f_p(\mathbf{x})$ são as p funções objetivo e X é a região factível. No método restrição- ε , uma função objetivo é selecionada para ser otimizada com as outras funções objetivo consideradas como restrições (114).

$$\begin{aligned} \max: & f_1(\mathbf{x}) \\ \text{s.a:} & \\ & \mathbf{x} \in X \\ & f_2(\mathbf{x}) \geq \varepsilon_2^l \\ & \dots \\ & f_p(\mathbf{x}) \geq \varepsilon_p^l \end{aligned} \quad (114)$$

As soluções não dominadas são obtidas através da variação do parâmetro ε_i^l das funções objetivo restringidas.

6.3.2 Programação estocástica biobjetivo

Considere a forma padrão da aproximação determinística de um problema de programação estocástica biobjetivo com as mesmas características que (86) – (112):

$$\min_x f_1 = c^T x \quad (115)$$

$$\min_y f_2 = \sum_{s \in S} \rho_s' q_s^T y_s \quad (116)$$

s.a:

$$Ax = b \quad (117)$$

$$T_s x + W_s y_s = h_s, \quad \forall s \in S \quad (118)$$

Após aplicar o método restrição- ε com f_2 considerado como restrição, o seguinte problema é obtido:

$$\min_x f_1 = c^T x \quad (119)$$

s.a:

$$Ax = b \quad (120)$$

$$T_s x + W_s y_s = h_s, \quad \forall s \in S \quad (121)$$

$$f_2 = \sum_{s \in S} \rho'_s q_s^T y_s \leq \varepsilon^l \quad (122)$$

A nova restrição (122) complica a aplicação do método de decomposição *L-shaped*, porque o somatório sobre $s \in S$ elimina a estrutura separável do problema, portanto, a seguinte aproximação é proposta:

$$\min_x f_1 = c^T x \quad (123)$$

s.a:

$$Ax = b \quad (124)$$

$$T_s x + W_s y_s = h_s, \quad \forall s \in S \quad (125)$$

$$f_{2,s} = q_s^T y_s \leq \varepsilon_s^l, \quad \forall s \in S \quad (126)$$

onde $f_{2,s}$ corresponde à função objetivo de cada subproblema $s \in S$. Observe que, em vez de uma única restrição, f_2 é dividida em n restrições, uma para cada cenário $s \in S$, com o objetivo de manter a estrutura separável do problema. Cada parâmetro ε_s^l , $s \in S$, está dentro de um intervalo de valores limitados abaixo pelo valor ótimo ε_s^{\min} da função $f_{2,s}$, obtido quando o problema (115) – (118) é resolvido otimizando apenas a função f_2 , e acima pelo pior dos valores ε_s^{\max} da função $f_{2,s}$, obtido quando o problema (115) – (118) é resolvido otimizando apenas a função f_1 . Portanto, para cada cenário $s \in S$, os limites ε_s^{\min} e ε_s^{\max} determinam o intervalo de valores que a função $f_{2,s}$ pode assumir.

Resolvendo repetidamente o problema restrito (123) – (126) com diferentes valores ε_s^l , $s \in S$, uma aproximação do conjunto de soluções não dominadas pode ser gerada. Cada vez que o problema (123) – (126) é resolvido, é obtida uma solução não dominada do problema original (115) – (118). A precisão com que o método restrição- ε aproxima o verdadeiro conjunto de soluções não dominadas depende do número de vezes que se deseja, ou se é capaz de resolver o problema restrito. Seja d o número de soluções não dominadas a serem geradas, então, para cada cenário $s \in S$, os valores de ε_s^l são determinados utilizando a seguinte fórmula:

$$\varepsilon_s^l = \varepsilon_s^{\min} + \left[\frac{l}{d-1} \right] (\varepsilon_s^{\max} - \varepsilon_s^{\min}), \quad \forall l = 0, 1, \dots, (d-1) \quad (127)$$

No caso do problema (86) – (112), a função objetivo $f_{2,s}$ de cada subproblema é dada pela seguinte expressão:

$$f_{2,s} = \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{j \in \Omega_b} Pl_{j,t,s} + \sum_{ij \in \Omega_l} r_{ij} I_{ij,t,s}^{sqr} \right) \quad (128)$$

Os passos para resolver o problema (86) – (112), através do método restrição- ε são os seguintes:

Passo 1: Obter ε_s^{\max} para cada função $f_{2,s}$ resolvendo o seguinte problema chamado de \mathcal{P}^1 :

$$\begin{aligned} \max: f_1 &= \sum_{j \in \mathcal{G}} PIC_j \\ \text{s.a:} & \end{aligned} \quad (129)$$

Restrições em (88) – (112)

A solução obtida constitui a primeira solução não dominada. Os valores de ε_s^{\max} são calculados avaliando a solução obtida nas funções $f_{2,s}$. O valor de f_2 é calculado fazendo $f_2 = \sum_{s \in \mathcal{S}} \rho'_s f_{2,s}$.

Passo 2: Obter ε_s^{\min} para cada função $f_{2,s}$ resolvendo o seguinte problema chamado de \mathcal{P}^2 :

$$\begin{aligned} \min: f_2 &= \sum_{s \in \mathcal{S}} \rho'_s \left[\sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{j \in \Omega_b} Pl_{j,t,s} + \sum_{ij \in \Omega_l} r_{ij} I_{ij,t,s}^{sqr} \right) \right] \\ \text{s.a:} & \end{aligned} \quad (130)$$

Restrições em (88) – (112)

A solução obtida constitui uma solução não dominada do problema original. O valor de f_1 é obtido avaliando a solução obtida em $\sum_{j \in \mathcal{G}} PIC_j$.

Passo 3: Para $l = 1, \dots, (d-2)$, onde d é o número de soluções não dominadas a gerar, resolver o seguinte problema restrito chamado de \mathcal{P}^3 :

$$\begin{aligned}
& \max: f_1 = \sum_{j \in \mathcal{G}} PIC_j \\
& \text{s.a:} \\
& \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{j \in \Omega_b} Pl_{j,t,s} + \sum_{ij \in \Omega_l} r_{ij} I_{ij,t,s}^{sqr} \right) \leq \varepsilon_s^l \tag{131} \\
& \text{Restrições em (88) – (112)}
\end{aligned}$$

onde os parâmetros ε_s^l são calculados de acordo com (127).

6.3.3 Solução através do método *L-shaped*

A versão *multi-cut* do método *L-shaped* apresentada na seção 5.2.1 é utilizada para resolver os problemas \mathcal{P}^1 , \mathcal{P}^2 e \mathcal{P}^3 definidos na seção anterior. Porém, a fim de reduzir o espaço de busca, uma estratégia de decomposição parcial é adotada (CRAINIC; HEWITT; REI, 2014).

Uma aplicação direta do método *L-shaped*, ou do algoritmo de decomposição de Benders clássico em geral, pode requerer excessiva memória e tempo de computação. Suas principais desvantagens incluem: iterações demoradas, cortes de factibilidade e otimalidade pobres, iterações iniciais ineficazes, progressão errática dos limites, e limites superiores que permanecem inalterados em iterações sucessivas (CRAINIC; HEWITT; REI, 2014). Neste sentido, muitas estratégias foram propostas para abordar as deficiências e acelerar o método de decomposição de Benders (RAHMANIANI *et al.*, 2016). Estas estratégias podem ser classificadas em estratégias de decomposição, estratégias para lidar com o problema mestre e com os subproblemas, e estratégias para gerar soluções e cortes.

No início do processo de solução, quando cortes de factibilidade e otimalidade ainda não foram gerados, o problema mestre carece de toda informação relevante sobre as decisões de recurso. Portanto, nas primeiras iterações as soluções das variáveis x do problema mestre podem ser arbitrariamente pobres em relação à otimalidade da função de recurso. Elas também podem estar longe de ser factíveis nas restrições do problema do segundo estágio e, dado que os cortes de factibilidade são gerados depois que o problema mestre atual é resolvido, o processo de solução global pode ser excessivamente lento. No caso especial do

método *L-shaped*, o conceito de decomposição parcial pode ser explorado para fortalecer o problema mestre e superar essas desvantagens. O conceito de decomposição parcial é baseado na ideia de reter um subconjunto de subproblemas na formulação do problema mestre. Ao fazer isso, a formulação do problema mestre é automaticamente melhorada; porém à custa de um problema mestre mais difícil de resolver. Considerando que um subconjunto de subproblemas $\bar{S} \subseteq S$ é retido no problema mestre, o problema mestre (28) – (32) é reformulado da seguinte forma:

$$\min_{x, z_s, y_s | s \in \bar{S}} c^T x + \sum_{s \in \bar{S}} \rho'_s q_s^T y_s + \sum_{s \in S \setminus \bar{S}} \rho'_s z_s \quad (132)$$

s.a:

$$Ax = b \quad (133)$$

$$T_s x + W_s y_s = h_s, \quad \forall s \in \bar{S} \quad (134)$$

$$z_s - Q_s^{(l)} \geq +\pi_s^{(l)T} T_s (x^{(l)} - x), \quad \forall l \in K, s \in S \setminus \bar{S} \quad (135)$$

$$-Q_s^{(l)} \geq +\pi_s^{(l)T} T_s (x^{(l)} - x), \quad \forall l \in D, s \in I^{(l)} \quad (136)$$

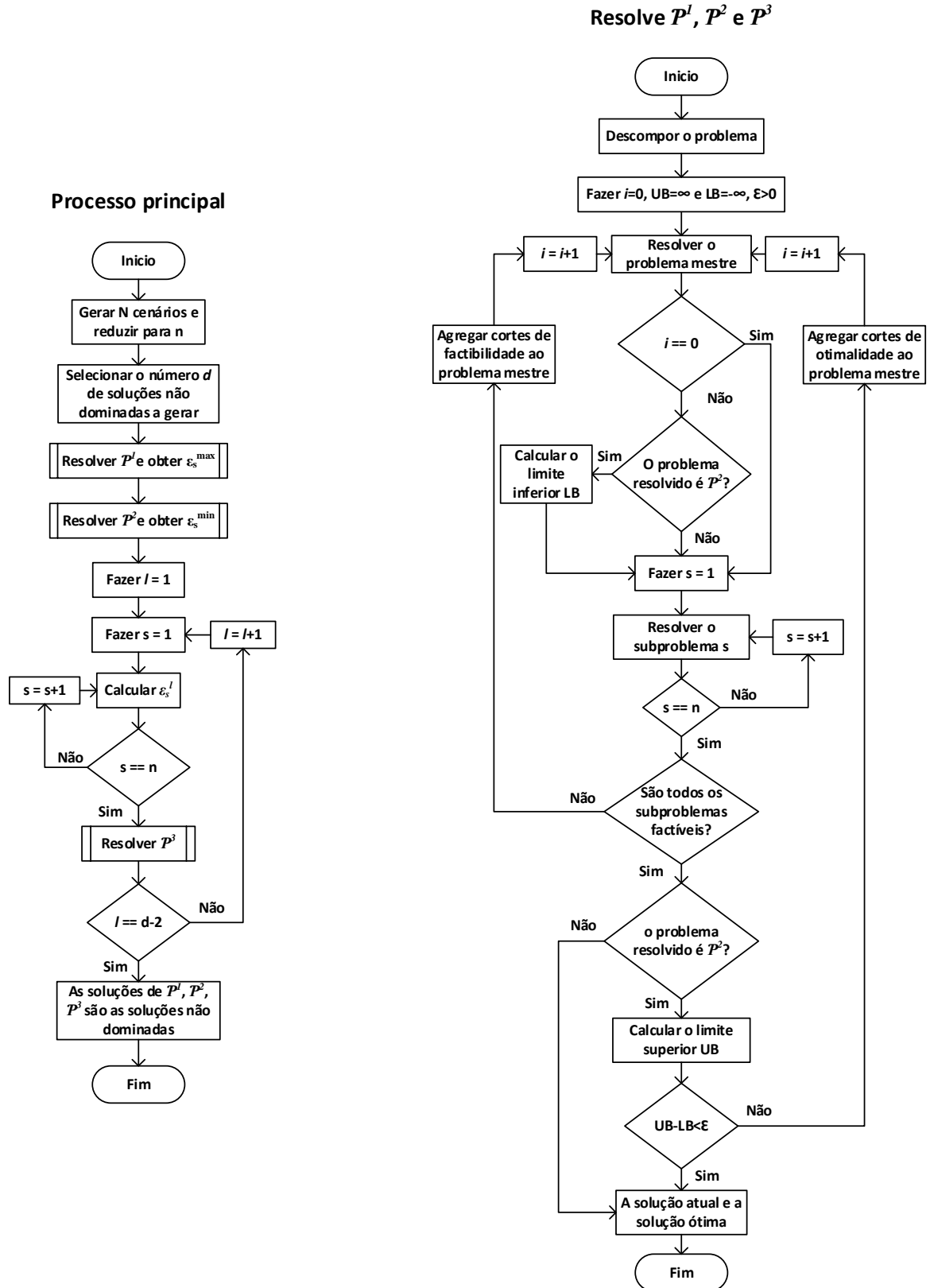
$$x \geq 0, y_s \geq 0, I^{(l)} \subseteq S \setminus \bar{S} \quad (137)$$

A decomposição parcial elimina a necessidade do algoritmo gerar cortes de factibilidade para os subproblemas dos cenários $s \in \bar{S}$. Além disso, mantendo as restrições (134), parte da estrutura do problema original é mantida intacta no problema mestre. Neste trabalho, é retido apenas o cenário que corresponde aos valores previstos dos parâmetros incertos.

Para cada problema \mathcal{P}^1 , \mathcal{P}^2 e \mathcal{P}^3 , a decomposição parcial resulta em um problema mestre linear inteiro misto e um conjunto de subproblemas lineares puros que correspondem aos cenários $s \in S \setminus \bar{S}$. Em cada iteração i , o problema mestre fornece as posições dos taps do OLTC e dos RT, $tap_{j,t}^{(i)}$, a capacidade dos geradores, $PIC_j^{(i)}$, e o vetor solução dos subproblemas retidos. Com as variáveis PIC_j e $tap_{j,t}$ fixadas nos valores encontrados no problema mestre, os subproblemas $s \in S \setminus \bar{S}$ são resolvidos e os valores de suas variáveis duais e funções de custo são usados para gerar cortes no problema mestre. As formulações dos problemas mestre e dos subproblemas de \mathcal{P}^1 , \mathcal{P}^2 e \mathcal{P}^3 são apresentadas no apêndice A.

6.3.4 Diagrama da estratégia de solução

Figura 18 – Diagrama de fluxo do algoritmo de solução



Fonte: Elaboração do próprio autor.

6.4 TESTES E RESULTADOS

O algoritmo proposto foi implementado na linguagem de modelagem algébrica AMPL e o solver CPLEX (IBM ILOG AMPL, 2010) foi usado para resolver os problemas de otimização que resultam da estratégia de decomposição. Para investigar a relação entre a capacidade instalada de GD e a eficiência energética em sistemas de distribuição com diferentes características de queda de tensão, testes foram realizados em equivalentes monofásicos dos sistemas teste IEEE de 34 barras (IEEE PES DSAS, 2010) e IEEE de 123 barras (IEEE PES DSAS, 2014).

A informação disponível destes sistemas inclui o valor pico de demanda das componentes de carga de impedância constante, corrente constante e potência constante. O pico de demanda equivalente monofásico em cada barra, de ambos os sistemas, foi obtido agregando as demandas individuais de todas as fases em uma única fase. No caso de existir cargas distribuídas, elas foram agrupadas no par de barras ligadas pelo segmento de linha onde as cargas estão distribuídas, uma metade foi atribuída a cada barra. Também foi assumido que as cargas têm fator de potência constante, daí o pico de demanda de potência reativa em cada barra foi determinado pelo pico de demanda de potência ativa e seu fator de potência.

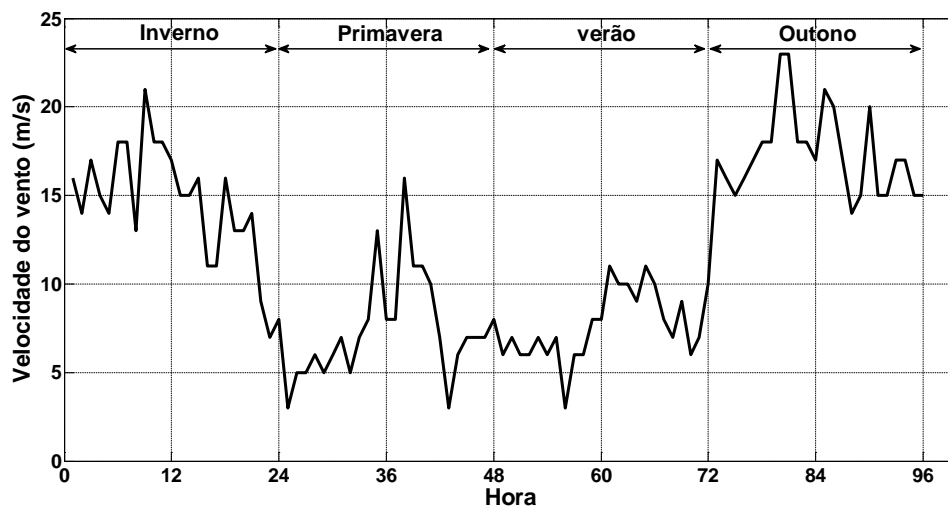
6.4.1 Geração de cenários

Nesta seção é descrito o procedimento utilizado para construir os cenários de demanda e geração para os dois alimentadores em estudo. Para considerar as variações horárias e sazonais da demanda e geração, cada estação de um horizonte de planejamento de um ano foi representada por um único dia dividido em 24 períodos. Ao selecionar um conjunto de dias representativos, é possível avaliar a capacidade máxima de alocação das redes. No entanto, para capturar os efeitos da integração de grandes potências instaladas de GD renovável na eficiência energética, o consumo de energia e as perdas anuais devem ser calculados. A estratégia para criar cenários de geração foi através da utilização de dados de previsão de irradiância e velocidade do vento. Para cada dia representativo, as previsões de demanda, irradiância e velocidade do vento foram estimadas de forma a aproximar o comportamento geral da carga, radiação e vento nos dias da estação correspondente. Por simplicidade, foi

considerada a mesma irradiância e velocidade do vento em todas as localizações dos sistemas analisados.

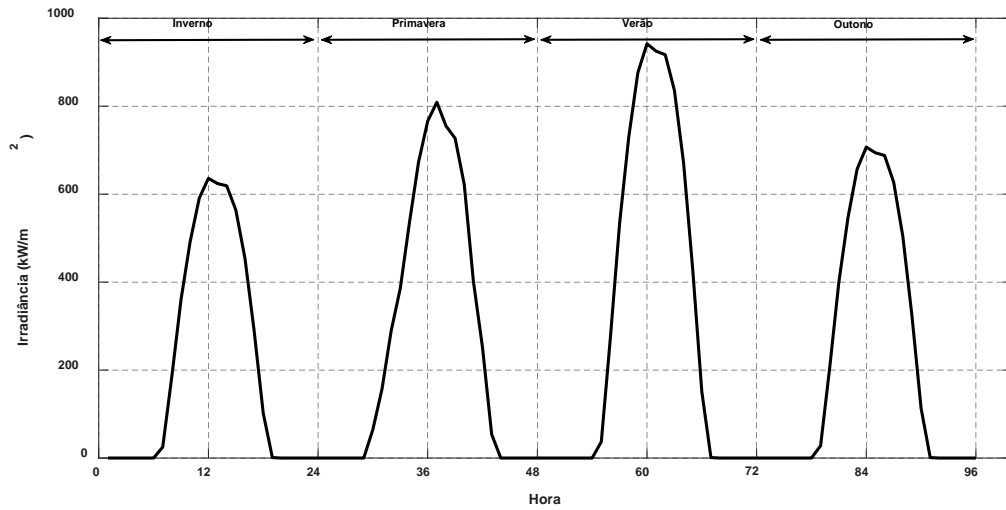
A aplicação de métodos sofisticados para gerar previsões está além do escopo deste trabalho. Aqui foram usados os perfis mostrados nas Figuras 19 – 21, que foram obtidos usando valores médios históricos. As incertezas da velocidade do vento e da irradiância foram descritas através da FDP Rayleigh definida em (7), com o parâmetro de escala calculado de acordo com (9). A incerteza da demanda das cargas foi descrita através da FDP normal com desvio padrão igual a 2% do valor previsto. A partir dos perfis das Figuras 19 – 21 e das distribuições de probabilidade definidas, 200 cenários ($N = 200$) foram gerados usando simulações de Monte Carlo para representar os erros de previsão da demanda, irradiância e velocidade do vento. Em seguida, a técnica *simultaneous backward reduction* foi aplicada para reduzir o número de cenários para 15 ($n = 15$). Para os cenários resultantes, a conversão de irradiância para potência elétrica normalizada foi realizada usando (5), e a conversão de velocidade do vento para potência elétrica normalizada foi realizada usando (12) com $v_{ci} = 5$ m/s, $v_r = 15$ m/s e $v_{co} = 25$ m/s.

Figura 19 – Perfil de velocidade do vento previsto para o horizonte de planejamento.



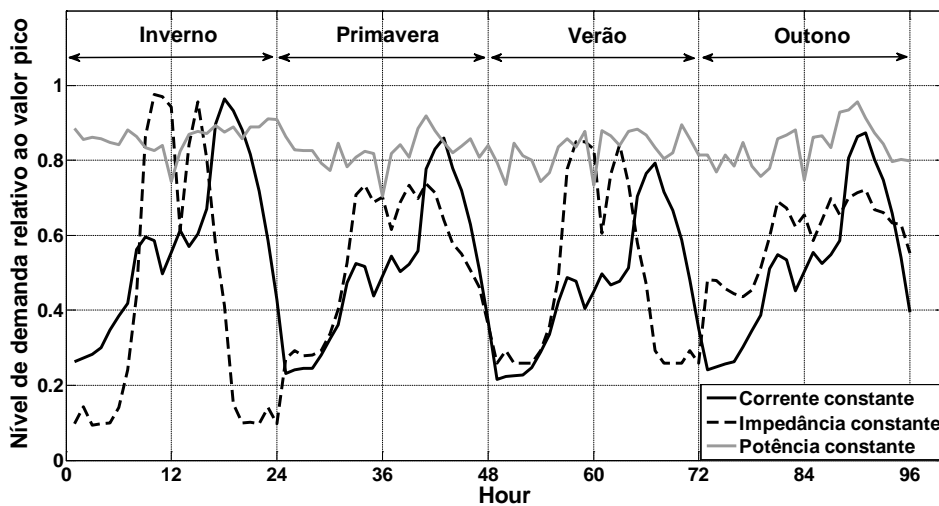
Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 20 – Perfil de irradiância previsto para o horizonte de planejamento



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 21 – Perfis de demanda previstos para o horizonte de planejamento.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

6.4.2 Sistema teste IEEE de 34 barras

Este alimentador é caracterizado por incluir linhas de distribuição longas, tensão nominal de 24,9 kV e demanda máxima de potência ativa de 1,769 MW. A topologia deste sistema é mostrada na Figura 22. Para os testes realizados aqui, algumas modificações foram realizadas no sistema original. Os dois reguladores de tensão nas barras 814 e 852 foram modelados para regular $\pm 10\%$ da tensão de entrada, com $\Delta tap_j = 0,00625$ p.u., $tap_j^{min} = -16$ e $tap_j^{max} = +16$. Um OLTC foi instalado na subestação, capaz de regular $\pm 10\%$ da tensão de entrada em passos de $\Delta tap_0 = 0,0125$ p.u., com $tap_0^{min} = -4$ e $tap_0^{max} = +4$. O alimentador

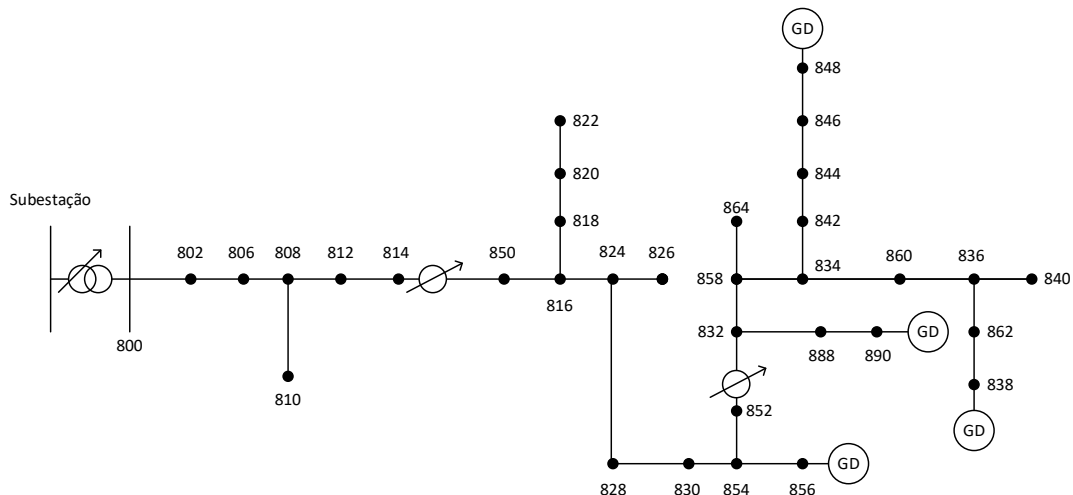
foi interconectado com o sistema de transmissão através de um transformador de 2,5 MVA, sendo este o único ponto de conexão externo. Os limites de tensão foram ajustados para $V^{min} = 0,95$ p.u. e $V^{max} = 1,05$ p.u. O fator de potência e a participação de cada componente de carga na demanda total do sistema são mostrados na Tabela 6. O número máximo de ações de comutação que os RT e o OLTC podem realizar durante as 96 horas que representam o horizonte de planejamento foi definido para ser igual a 32 ($TAP_i^{max}=32$). As barras 838, 848, 856 e 890 foram selecionadas como candidatas para a alocação de GD.

Tabela 6 – Composição da carga do sistema IEEE de 34 barras.

Tipo de carga	Participação (%)	Fator de potência
Z	39,85	0,90
I	40,70	0,95
P	19,45	0,98

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 22 – Diagrama do sistema IEEE de 34 barras.



Fonte: IEEE PES DSAS (2010).

6.4.3 Sistema teste IEEE de 123 barras

Este alimentador opera com uma tensão nominal de 4,16 kV e tem uma demanda máxima de 3,49 MW. Comparado com o sistema IEEE de 34, possui linhas de distribuição mais curtas e apresenta menos problemas de queda de tensão e, portanto, espera-se que a capacidade de alocação de GD seja menos restringida pela tensão. Note que, menores quedas de tensão implicam menores aumentos da tensão quando os fluxos de potência fluem dos geradores até a subestação. A configuração mostrada na Figura 23 foi utilizada para realizar os testes. O único ponto de conexão externo é a subestação principal na barra 150, a qual

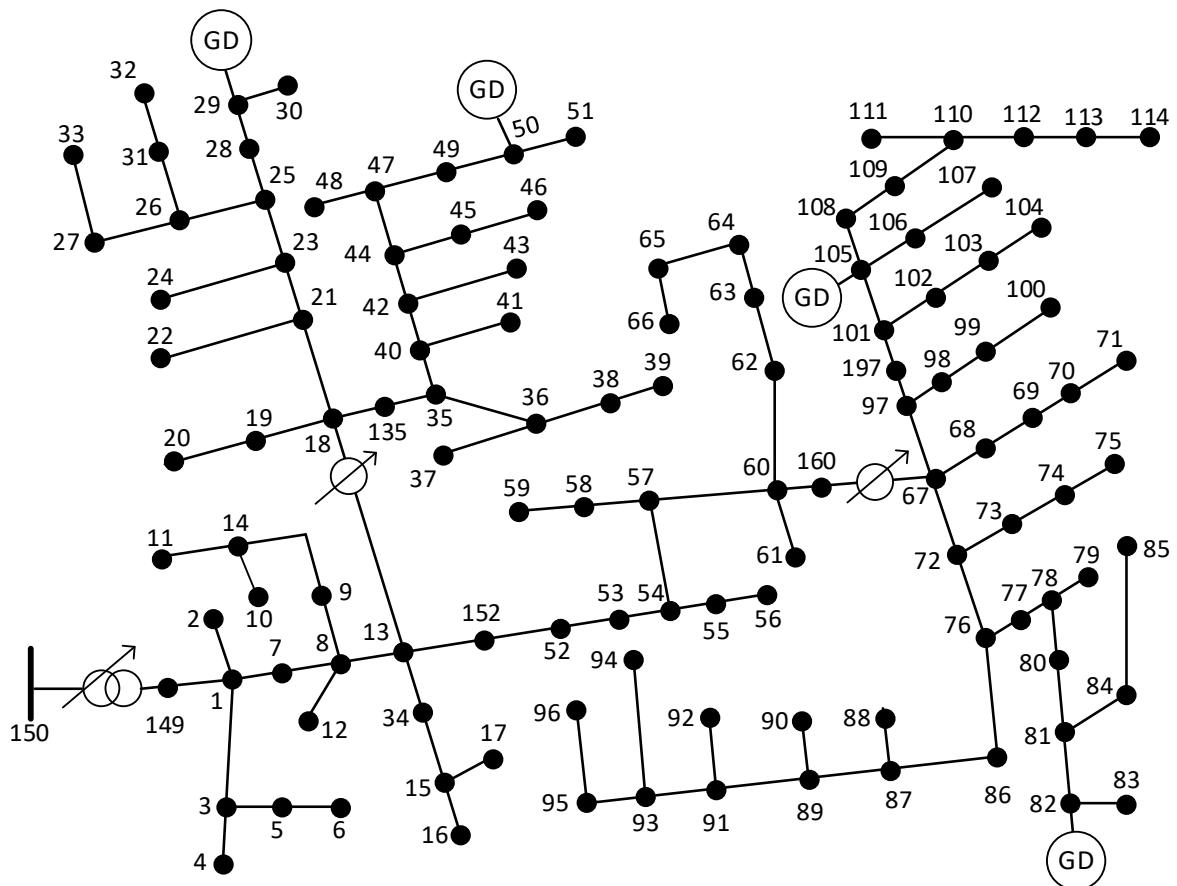
possui um transformador com capacidade nominal de 5 MVA. O alimentador possui RT nas barras 18 e 67 e um OLTC na subestação. As características e limites operacionais destes dispositivos, junto com os limites de tensão na rede são os mesmos que no sistema IEEE de 34 barras. As barras candidatas para alocação de GD foram as barras 29, 50, 82 e 105. O fator de potência e a participação das componentes de carga de impedância constante, corrente constante e potência constante são mostradas na Tabela 7.

Tabela 7 – Composição da carga do sistema IEEE de 123 barras.

Tipo de carga	Participação (%)	Fator de potência
Z	24,36	0,90
I	55,44	0,95
P	20,20	0,98

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 23 – Diagrama do sistema IEEE de 123 barras.



Fonte: IEEE PES DSAS (2014).

6.4.4 Testes com geração distribuída eólica

Inicialmente o método proposto foi testado considerando apenas a GD eólica, depois a GD solar foi incluída para avaliar seu impacto na capacidade de alocação e na eficiência dos sistemas. As simulações foram realizadas utilizando-se um computador Intel Core i7, 4,2 GHz e com 16 GB de memória RAM. Para ambos os sistemas teste, o tempo computacional para cada solução não dominada foi na faixa entre 1,5 e 7 horas.

6.4.4.1 Testes no sistema IEEE de 34 barras

Para fins de comparação, foi definido um caso base sem GD e com o OLTC e os RT operando em uma posição de tap fixa, a qual foi determinada para satisfazer todos os cenários de carga durante o horizonte de planejamento. Os valores esperados de consumo total de energia, consumo de energia pelas cargas, perdas elétricas e fluxos de reativos através do transformador da subestação para o caso base são mostrados na Tabela 8. Estes valores correspondem ao horizonte de planejamento de um ano e foram calculados multiplicando os resultados obtidos para a amostra de 96 horas pelo número de vezes que o tamanho dessa amostra está contido em um ano. Note que, para as grandezas cujos valores dependem da realização das incertezas, a análise foi realizada comparando seus respectivos valores esperados em torno de todos os cenários avaliados.

Tabela 8 – Resultados do caso base para o sistema IEEE-34.

Consumo total (GWh)	Consumo das cargas (GWh)	Perdas (GWh)	Fluxos de reativos (GVarh)
9,355	8,671	0,684	3,004

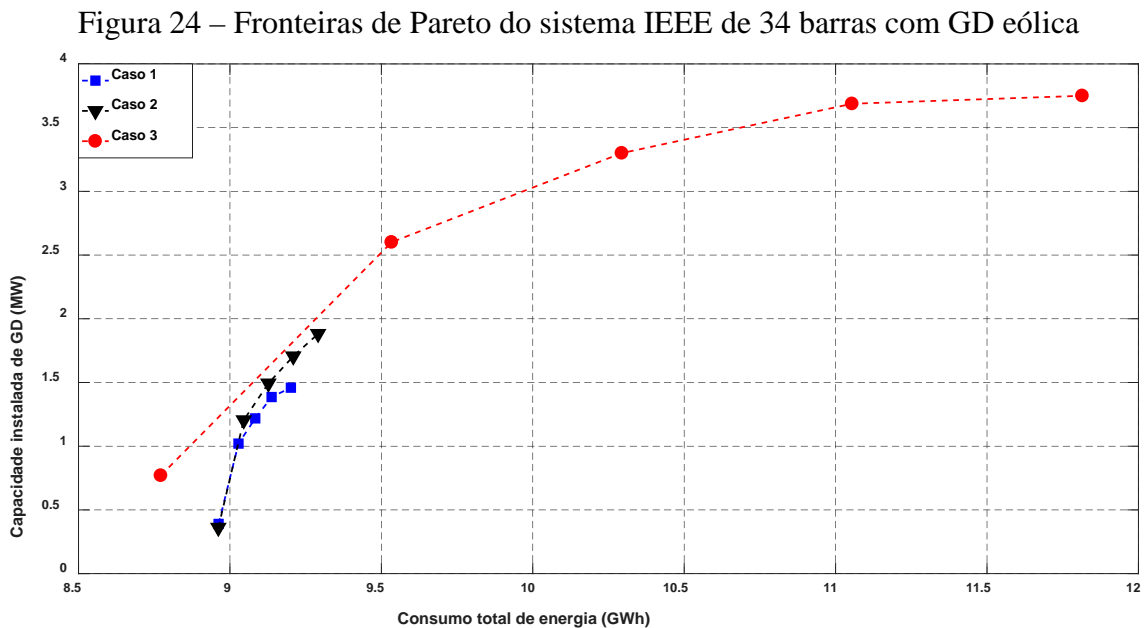
Fonte: Elaboração do próprio autor.

A relação entre a capacidade de alocação de GD e o consumo de energia foi analisada considerando a aplicação progressiva de esquemas de GRA. Os seguintes casos foram estudados:

- **Caso 1:** Controle coordenado de tensão através do OLTC e RT.
- **Caso 2:** Controle coordenado de tensão através do OLTC e RT, e corte de geração limitado a $\gamma^c = 7\%$.

- **Caso 3:** Controle integrado de tensão e reativos através do OLTC, RT, suporte de potência reativa a partir da GD, e corte de geração limitado a $\gamma^c = 7\%$.

Para cada caso, 5 soluções não dominadas foram geradas, a saber, a solução que maximiza a capacidade de GD, a solução que minimiza o consumo de energia e três soluções intermediárias. As fronteiras de Pareto para os três casos analisados são mostradas na Figura 24. A variação porcentual do consumo total de energia, tomando como referência os resultados do caso base, juntamente com os níveis de penetração de GD para os três casos são mostrados na Tabela 9, onde a solução 1 corresponde ao consumo mínimo de energia e a solução 5 à capacidade máxima de GD. Observe que, o nível de penetração de GD é a capacidade instalada de GD expressa como uma porcentagem do pico de demanda do sistema. Também, os valores negativos da variação porcentual indicam redução do consumo de energia, enquanto os valores positivos indicam aumento do consumo de energia com relação ao caso base. Na Figura 25, é apresentada a contribuição da carga e das perdas na variação percentual do consumo total de energia para os três casos.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Quando o consumo de energia foi minimizado (solução 1), os resultados para o Caso 1 e Caso 2 foram semelhantes, uma vez que, para os níveis de penetração obtidos, não houve necessidade de realizar corte de geração para reduzir ainda mais os níveis de tensão. Em ambos os casos, os níveis de penetração de GD resultantes foram aqueles que produziram a melhor combinação de redução de perdas e redução de consumo de energia, como mostrado

na Figura 25. Note que, as perdas são reduzidas quando as cargas são alimentadas localmente pela GD porque há uma redução dos fluxos de energia partindo a subestação. No caso 3, o suporte de potência reativa a partir da GD proporcionou um controle de tensão mais rápido (capaz de se adaptar às variações da demanda e geração) que com os dispositivos clássicos (OLTC e RT). Desta forma, a saída de potência reativa da GD foi controlada de forma instantânea e, juntamente com o OLTC e RT, permitiu manter níveis de tensão baixos com altos níveis de penetração de GD. Neste caso, na solução 1, a capacidade instalada de GD foi o dobro que nos casos sem suporte de potência reativa, o que resultou em perdas elétricas menores e ainda menos consumo de energia pelas cargas, como pode ser observado a partir da Tabela 9.

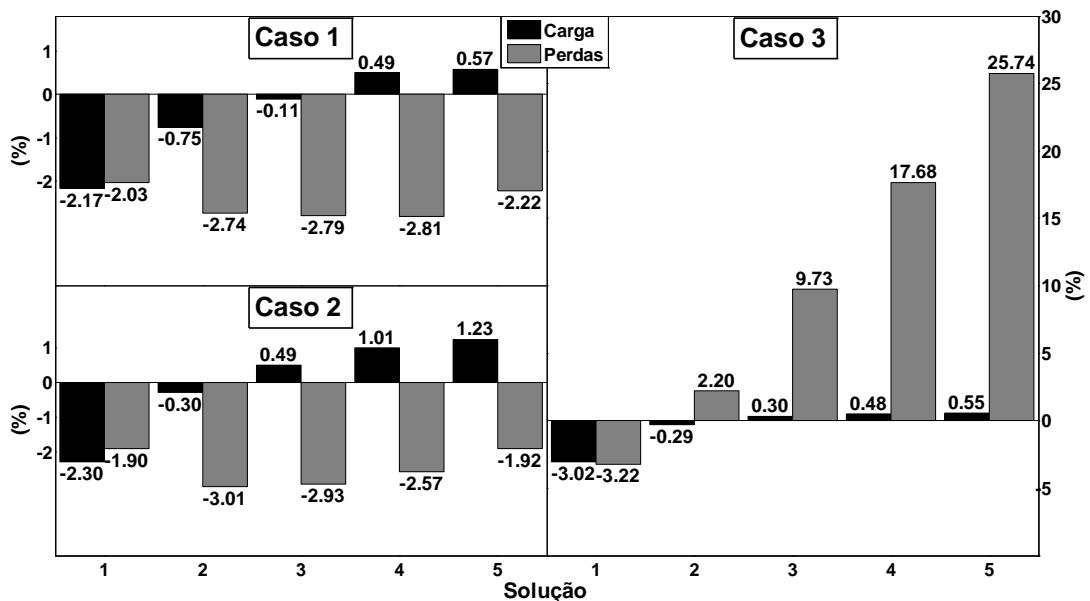
Tabela 9 – Resultados para o sistema IEEE de 34 barras com GD eólica.

Solução	Caso 1		Caso 2		Caso 3	
	PGD (%)	ΔE (%)	PGD (%)	ΔE (%)	PGD (%)	ΔE (%)
1	22,05	-4,20	20,41	-4,21	43,53	-6,24
2	57,68	-3,50	68,10	-3,31	147,02	1,91
3	68,87	-2,90	84,40	-2,44	186,55	10,03
4	78,34	-2,33	96,42	-1,56	208,44	18,16
5	82,49	-1,65	106,38	-0,69	211,98	26,29

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota: PGD – Nível de penetração de GD; ΔE – Variação percentual do consumo de energia.

Figura 25 – Decomposição da variação percentual do consumo de energia no sistema IEEE de 34 barras.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

No que se refere à maximização da capacidade de alocação de GD (solução 5), o nível de penetração aumentou com a implementação progressiva de mais esquemas de GRA. No Caso 1, a penetração máxima depende da capacidade do OLTC e RT de manter níveis de tensão adequados; considerando que suas configurações são determinadas com antecedência e devem ser mantidas para todos os possíveis cenários de geração e demanda em cada intervalo de tempo. Vale ressaltar que, nesta análise a capacidade de conexão de GD foi limitada apenas pelos limites de tensão e pela capacidade nominal do transformador da subestação. No Caso 2, cortes de geração podem ser realizados para aliviar o aumento de tensão induzido pelas variações da geração e demanda. Como resultado, um corte máximo de geração de 7% durante o ano resultou em uma capacidade de GD 24% maior do que no Caso 1, como pode ser observado na Tabela 8. A partir da Figura 25 verifica-se que tanto no Caso 1 como no Caso 2 a energia consumida pelas cargas foi maior que no caso base, sendo tanto maior quanto mais GD é conectada. No entanto, as perdas de energia foram mantidas baixas porque a maior parte da produção de energia é consumida localmente na rede de distribuição. Como um todo, o consumo total de energia ainda foi menor do que no caso base.

O Caso 3 apresentou os melhores resultados em termos de capacidade máxima de alocação de GD, no entanto, ao custo de uma baixa eficiência energética. A capacidade da GD de gerar potência reativa foi explorada para fornecer uma regulação de tensão mais fina de que com o OLTC e RT, e menos restrita do que o corte de geração. Quando necessário, a tensão foi reduzida aumentando os fluxos de potência reativa da subestação até os geradores. De acordo com a Tabela 9, a capacidade máxima de alocação de GD no Caso 3 foi aproximadamente o dobro que no Caso 2, no entanto, existiu um aumento considerável nas perdas elétricas pelo aumento dos fluxos de reativos na rede. Uma vez que a capacidade de geração foi significativamente maior do que o pico de demanda, potência ativa foi exportada para o sistema de transmissão. Neste caso, o fator limitante para alocar mais GD foi a capacidade do transformador da subestação.

Quando o objetivo é minimizar o consumo de energia, a GD é considerada como um controle adicional, e seu nível de penetração é aquele que fornece o melhor equilíbrio entre as perdas elétricas e o consumo das cargas. No entanto, em algumas situações, o OSD pode estar interessado em explorar soluções menos agressivas, que ainda forneçam resultados aceitáveis em termos de eficiência energética, porém com maiores níveis de penetração de GD. Por exemplo, ao escolher a solução 2, no Caso 1 e no Caso 2, a penetração de GD foi triplicada e o consumo total de energia aumentou em menos de 1%. Esse comportamento também foi

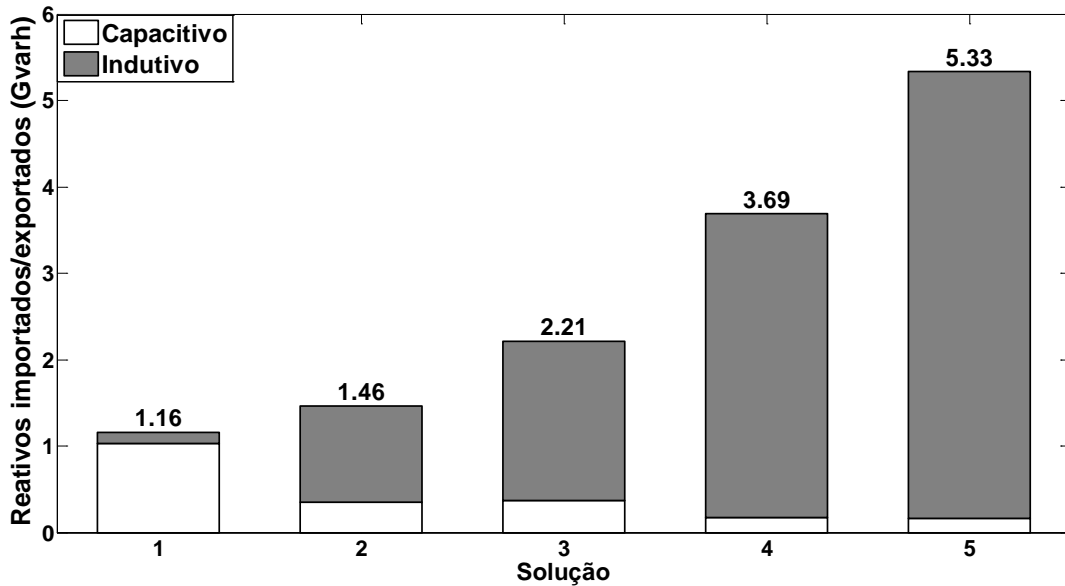
observado no Caso 3, e resultados semelhantes podem ser encontrados se soluções não dominadas adicionais forem calculadas.

Quando o problema é formulado para maximizar apenas a capacidade de alocação de GD, os efeitos sobre a eficiência energética são completamente ignorados; assim, as perdas e a demanda podem ser desnecessariamente grandes. Nesse sentido, poderiam ser obtidos benefícios importantes se uma solução mais flexível fosse selecionada. Esta situação foi mais evidente no Caso 3, onde a capacidade máxima da DG foi alcançada com o consumo de energia 26% acima do caso base. No entanto, se a solução 4 for escolhida, o consumo de energia é reduzido 8%, reduzindo a capacidade instalada de GD em menos de 4%. Além disso, se as circunstâncias específicas o exigirem, soluções mais conservadoras, como a solução 3 e a solução 2, podem ser implementadas. No Caso 1 e no Caso 2, o mesmo padrão foi observado em uma escala menor, mas ainda significativa.

Os fluxos de reativos através do transformador da subestação, correspondentes ao horizonte de planejamento, para as cinco soluções do Caso 3 são mostrados na Figura 26, onde, o total de cada barra está composto pelas necessidades de indutivos e capacitivos da rede de distribuição. Neste trabalho adotou-se a convenção de que as fontes capacitivas exportam ou geram potência reativa e as fontes indutivas importam ou consomem potência reativa. Note que, aumentando os fluxos de potência reativa dos geradores até a subestação é possível compensar as quedas de tensão na rede. Por outro lado, aumentando os fluxos de potência reativa da subestação até os geradores é possível compensar os aumentos de tensão na rede. Portanto, na solução 1, com níveis baixos de penetração de GD o comportamento da rede foi predominantemente capacitivo, porque os geradores injetaram potência reativa para compensar as quedas de tensão em cenários de baixa geração de potência ativa. À medida que o nível de penetração de GD aumentou, a rede se tornou mais indutiva, porque os geradores consumiram potência reativa para compensar os aumentos de tensão produzidos pelo aumento dos fluxos de potência ativa dos geradores até a subestação.

A escolha de uma das soluções do Caso 3 está sujeita a restrições nas trocas de potência reativa com o sistema de transmissão estabelecidas pelos regulamentos em vigor. No entanto, também pode ser considerada a possibilidade de satisfazer a demanda de reativos do sistema de distribuição através de dispositivos compensadores localizados na subestação. Nesse caso, soluções com maiores demandas de reativos podem ser escolhidas.

Figura 26 – Fluxos de potência reativa através do transformador da subestação para as soluções do Caso 3.

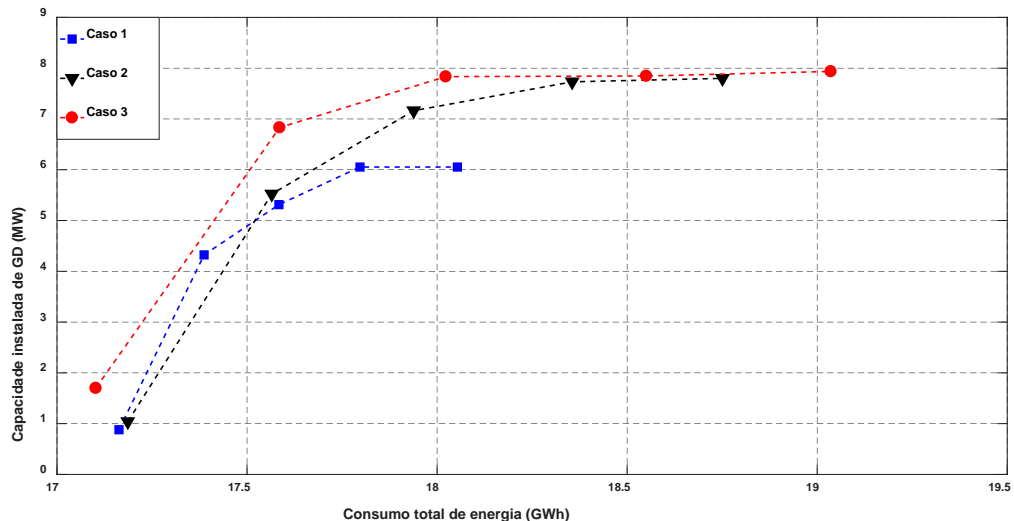


Fonte: Elaboração do próprio autor.

6.4.4.2 Testes no sistema IEEE de 123 barras

Os resultados do caso base são mostrados na Tabela 10. Foram estudados os mesmos casos que no sistema IEEE de 34 barras e a fronteiras de Pareto obtidas são mostradas na Figura 27. As variações percentuais do consumo total de energia junto com os níveis de penetração de GD para os três casos são apresentadas na Tabela 11. Na Figura 28, é apresentada a contribuição da carga e das perdas na variação percentual do consumo total de energia.

Figura 27 – Fronteiras de Pareto do sistema IEEE de 123 barras com GD eólica.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

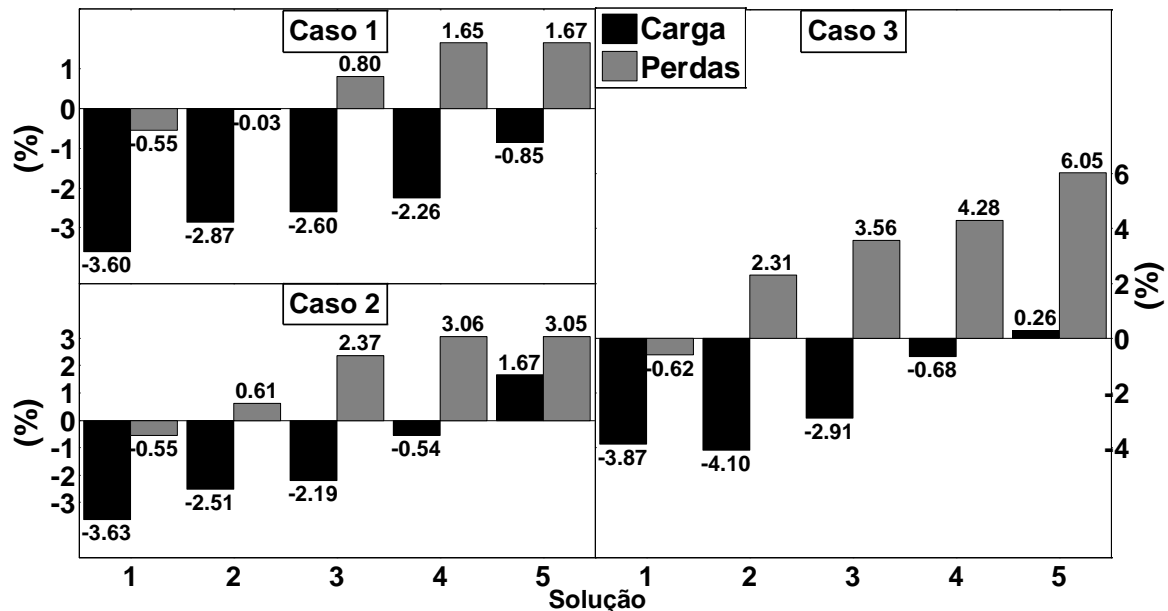
Tabela 10 – Resultados do caso base para o sistema IEEE de 123 barras.

Consumo total (GWh)	Consumo das cargas (GWh)	Perdas (GWh)	Fluxos de reativos (Gvarh)
17,906	17,458	0,448	5,678

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Neste sistema, os níveis de penetração de GD foram maiores do que no sistema IEEE de 34 barras. Isto aconteceu porque o sistema de 123 barras possui linhas mais curtas com menores quedas de tensão (ou aumentos de tensão quando os fluxos de potência são invertidos) que limitaram em menor grau a capacidade de alocação de GD. Para os três casos, o fator que limitou a alocação de GD foi a capacidade nominal do transformador da subestação. Esta característica restringiu o efeito do suporte de potência reativa para aumentar a capacidade de alocação de GD, como pode ser observado ao comparar a solução 5 do Caso 2 e do Caso 3 na Tabela 11. Além disso, para os três casos, a solução 5 não apresentou uma melhoria significativa no nível de penetração de GD sobre a solução 4, no entanto, a eficiência energética foi consideravelmente mais baixa.

Figura 28 – Decomposição da variação percentual do consumo de energia no sistema IEEE de 123 barras.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Quando comparado com os resultados do sistema IEEE de 34 barras, as características de queda de tensão do sistema IEEE de 123 barras permitiram maior eficiência energética das cargas ainda nas soluções com maiores níveis de penetração de GD, como pode ser observado a partir da Figura 25 e Figura 28. Em relação às perdas elétricas, estas foram maiores no Caso

1 e no Caso 2 por causa do aumento dos fluxos de potência ativa. No Caso 3, a capacidade do transformador da subestação restringiu os fluxos de potência reativa da GD e, portanto, seu impacto nas perdas elétricas foi menor.

Tabela 11– Resultados para o sistema IEEE de 123 barras com GD eólica.

Solução	Caso 1		Caso 2		Caso 3	
	PGD (%)	ΔE (%)	PGD (%)	ΔE (%)	PGD (%)	ΔE (%)
1	25,21	-4,15	29,80	-4,19	48,71	-4,49
2	123,87	-2,90	158,21	-1,90	195,74	-1,79
3	152,23	-1,80	205,23	0,18	224,46	0,65
4	173,44	-0,61	221,52	2,51	224,81	3,60
5	173,44	0,82	223,48	4,72	227,39	6,31

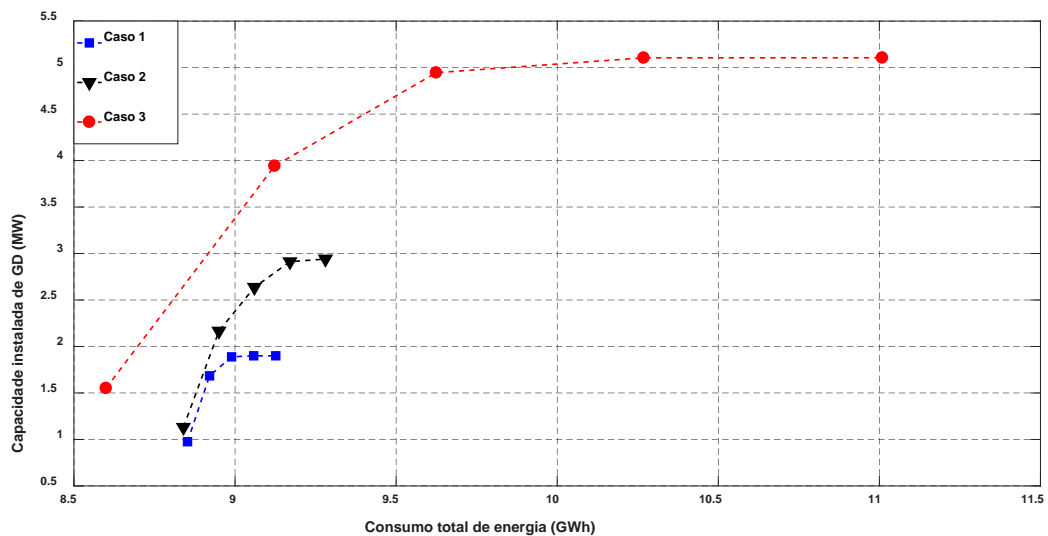
Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota: PGD – Nível de penetração de GD; ΔE – Variação porcentual do consumo de energia.

6.4.5 Testes com geração distribuída eólica e solar fotovoltaica

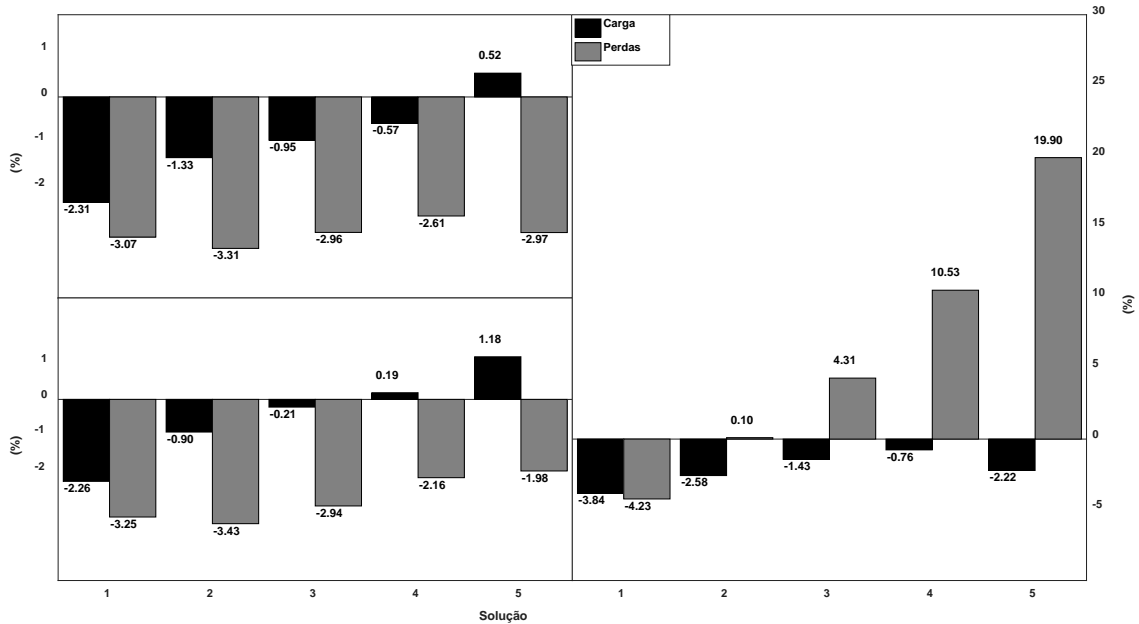
Testes foram realizados no sistema IEEE de 34 barras considerando às barras 848 e 890 candidatas para alocação de GD eólica e às barras 838 e 856 candidatas para alocação de GD solar fotovoltaica. Os resultados obtidos são mostrados na Figura 29, Figura 30 e Tabela 12. Na Tabela 13, é apresentada a quantidade de energia fornecida pela GD durante o horizonte de planejamento nos testes com GD eólica e com GD eólica e solar.

Figura 29 – Fronteiras de Pareto do sistema IEEE de 34 barras com GD eólica e solar.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 30 – Decomposição da variação percentual do consumo de energia no sistema IEEE de 34 barras com GD eólica e solar



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Comparados com os resultados dos testes onde se considerou apenas a alocação de GD eólica, maiores níveis de penetração de GD foram obtidos em todos os casos. Principalmente devido à maior diversidade da geração, maior correlação da geração com a demanda e menor fator de capacidade da GD solar. Na solução 1, o consumo total de energia foi menor, ainda com maiores níveis de penetração de GD e, de acordo com a Tabela 13, com maiores injeções de potência ativa. Na solução 5, o consumo total de energia foi menor com maiores níveis de penetração de GD em todos os casos, porém, os valores de energia fornecida pela GD foram semelhantes em ambos testes, por causa do menor fator de capacidade da GD solar.

Tabela 12 – Resultados para o sistema IEEE de 34 barras com GD eólica e solar.

Solução	Caso 1		Caso 2		Caso 3	
	PGD (%)	ΔE (%)	PGD (%)	ΔE (%)	PGD (%)	ΔE (%)
1	55,15	-5,38	63,89	-5,51	87,71	-8,08
2	95,22	-4,64	122,42	-4,33	222,83	-2,48
3	106,75	-3,91	149,05	-3,15	279,54	2,88
4	107,40	-3,18	164,61	-1,98	288,57	9,76
5	107,40	-2,45	166,24	-0,80	288,61	17,68

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota: PGD – Nível de penetração de GD; ΔE – Variação percentual do consumo de energia.

Tabela 13 – Energia fornecida pela GD no sistema IEEE de 34 barras.

Solução	Caso 1		Caso 2		Caso 3	
	Teste 1 (GWh)	Teste 2 (GWh)	Teste 1 (GWh)	Teste 2 (GWh)	Teste 1 (GWh)	Teste 2 (GWh)
1	1,6253	2,4755	1,4000	2,6674	2,9842	3,9094
2	4,2524	4,4303	4,6684	5,3154	10,0807	9,5909
3	5,0768	5,4875	5,7864	6,4823	12,7922	12,3625
4	5,7750	5,6130	6,6102	7,6441	14,2910	14,6462
5	6,0810	5,6130	7,2961	7,9521	14,5430	14,8466

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota: Teste 1 – Testes realizados com GD eólica; Teste 2 – Testes realizados com GD eólica e solar fotovoltaica.

7 PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO ATIVAS

Atualmente a maior parte da energia elétrica é comercializada através de acordos bilaterais de longo prazo em paralelo com mercados do dia seguinte (*day-ahead market*) (HERRANZ *et al.*, 2012; VLACHOS; BISKAS, 2013). Dependendo do país, podem ou não existir mercados intradiários que permitem aos participantes ajustarem as quantidades negociadas no dia anterior de acordo com as novas previsões de geração ou demanda. No mercado do dia seguinte, os participantes submetem as ofertas de compra ou venda de energia e o operador do mercado (que pode ser o OST) determina o preço de equilíbrio de mercado e agenda as unidades geradoras e a energia produzida e consumida para cada uma das 24 horas do dia seguinte (WANG; SHAHIDEHPOUR; LI, 2008; PAPAVALIIOU; OREN, 2014).

Para poder manter o equilíbrio entre geração e demanda durante a operação em tempo real, o OST pode procurar reservas operacionais num mercado de ajustes do dia seguinte (*day-ahead balancing market*) (DOHERTY; O'MALLEY, 2005; MA *et al.*, 2013). Estas reservas são necessárias para lidar com a variabilidade e a incerteza da geração e demanda de potência. As ofertas submetidas pelo OST neste mercado podem ser de ajuste para cima (aumento da saída dos geradores) quando existe um déficit de geração ou de ajuste para baixo (redução da saída dos geradores) quando existe um excedente de geração. No tempo real, com base nos resultados dos mercados de energia e de ajustes do dia seguinte e nos valores atuais de geração e demanda, o OST realiza o despacho econômico, a fim de determinar a saída ótima das unidades de geração que satisfazem a demanda ao menor custo possível, sujeito a restrições de transmissão e operacionais (REDDY; BIJWE; ABHYANKAR, 2015; GANGAMMANAVA; SEN; ZAVALA, 2016). Neste estágio, o OST também pode procurar serviços de balanço de geração e demanda num mercado de ajustes em tempo real (*real-time balancing market*) (VLACHOS; BISKAS, 2013; SARFATI; HESAMZADEH; MARTÍNEZ, 2014).

Tradicionalmente, os serviços de balanço foram necessários para lidar com a variabilidade e com os erros de previsão da demanda e com o desligamento não planejado de unidades de geração. À medida que aumenta a penetração da geração a partir de FER, os sistemas também devem lidar com a variabilidade e com as incertezas associadas a essas fontes e o resultado é o aumento do custo dos serviços de balanço e do preço da energia em geral (FABBRI *et al.*, 2005). Embora o balanço entre a geração e a demanda seja uma função

do OST, cada participante do mercado é responsável (e está sujeito a penalizações) pelo desvio de seus valores reais de geração ou demanda com relação aos valores ofertados. Neste sentido, espera-se que os OSD equilibrem localmente as redes sob seu controle e interatuem ativamente com o OST de forma a facilitar o balanço global do sistema.

7.1 ABORDAGEM PROPOSTA

Neste capítulo, é proposta uma abordagem de otimização baseada no fluxo de carga ótimo linearizado para o planejamento da operação de redes de distribuição ativas. O modelo matemático foi projetado para implementar CVR através da coordenação de esquemas de GRA a fim de minimizar a energia necessária para fornecer às cargas e maximizar a geração de energia das FER, enquanto são satisfeitas as restrições técnicas, econômicas e regulatórias. As incertezas relacionadas aos erros de previsão da demanda das cargas e produção da GD renovável (solar e eólica) são abordadas formulando o problema como um modelo de programação estocástica de dois estágios. No primeiro estágio, com base em previsões de geração e demanda, são determinadas as posições dos taps do OLTC e dos RT e a saída de potência ativa e reativa das unidades de GD que minimizam o valor líquido dos intercâmbios de energia com o sistema de transmissão (importações de energia menos exportações de energia), agendados com um dia de antecedência, referido em este trabalho como valor líquido dos intercâmbios agendados de energia (VLIAE). Desta forma, é maximizada implicitamente a energia injetada pela GD e minimizadas as perdas elétricas e o consumo das cargas. Esta estratégia está em conformidade com as regulamentações que promovem um tratamento preferencial para a GD renovável, onde a regra é absorver toda a potência ativa disponível. Num esquema de mercado, o primeiro estágio corresponde à minimização da energia ofertada para ser comprada e à maximização da energia ofertada para ser vendida pelo OSD (ou outro agente que comercialize energia do sistema de distribuição) no mercado do dia seguinte. No segundo estágio, a operação do sistema é otimizada para cada possível realização das incertezas. Neste estágio, dados os valores de potência agendados para cada hora do dia, CVR é aplicado para minimizar os ajustes a estes valores quando o valor líquido de demanda (demanda menos geração) é maior do que o previsto.

As principais contribuições da proposta incluem:

- CVR é aplicado simultaneamente para economia de energia e para reduzir o impacto das incertezas e variabilidade da demanda das cargas e da geração a partir de FER na operação segura, econômica e confiável do sistema. Desta forma, além de reduzir o consumo de energia e seu custo associado, o CVR também reduz a necessidade de agendar reservas operacionais convencionais para o balanço de geração e demanda.
- A formulação de programação estocástica de dois estágios permite a aplicação segura e econômica de *conservation voltage reduction* para economia de energia, desde que os ajustes dos recursos controláveis e os fluxos de potência são agendados considerando a capacidade de o sistema responder a todas as possíveis realizações de geração e demanda em tempo real. Desta forma, por exemplo, são evitadas tensões abaixo do limite inferior permitido durante a operação em tempo real do sistema quando a demanda resulta ser maior que a prevista.

7.2 MARCO REGULATORIO

Na estratégia proposta, CVR é aplicado para reduzir o consumo de energia e atuar como uma reserva operacional a fim de minimizar as importações de energia do sistema de transmissão, maximizar as exportações de energia do sistema de distribuição e otimizar a integração das FER. Quando utilizado como uma reserva operacional, espera-se que CVR permita aos OSD balancear localmente a geração e demanda, e dessa forma, reduzir as necessidades de reservas operacionais baseadas em combustíveis fósseis para integrar as FER. Em geral, espera-se que CVR reduza o custo de fornecer serviços de energia aos clientes. No entanto, para atingir esse objetivo, o custo de implementar CVR deve ser menor do que o custo da energia economizada.

Na abordagem tradicional, CVR é aplicado usando dispositivos controláveis e equipamentos disponíveis nas redes de distribuição. Neste caso, o custo de implementar CVR está relacionado, principalmente, com o custo resultante da operação dos ativos da rede. No caso das RDA, a GD participa ativamente em conjunto com o OSD para responder às rápidas variações de tensão e aos fluxos de rede imprevisíveis causados pela variabilidade da FER.

Portanto, o custo de implementar CVR também depende do custo de procurar flexibilidade e serviços ancilares da GD, o que, por sua vez, depende do marco regulatório adotado.

Neste trabalho, é considerado que a GD está conectada à rede no âmbito de acordos de acesso bilaterais com o OSD e que a provisão de flexibilidade e serviços ancilares não geram custos adicionais para a operação da rede. Para flexibilidade, considera-se um acordo de acesso não firme, permitindo corte de geração para remover restrições de corrente e de tensão. Para suporte de potência reativa, o acordo é para a GD operar entre um fator de potência máximo e mínimo. Neste caso, para garantir a disponibilidade de potência reativa independentemente da saída de potência ativa, assume-se que os inversores foram dimensionados com base no fator de potência mínimo permitido quando se injeta a potência ativa nominal do conversor de energia primário.

7.3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

O problema é formulado utilizando os mesmos modelos linearizados dos componentes do sistema apresentados na seção 6.2, com exceção do modelo da rede onde, neste caso, os termos que representam as perdas elétricas são mantidos nas equações de balanço de potência. Assim, as equações DistFlow linearizadas são escritas como:

$$P_{jk} = P_{ij} + r_{ij}I_{ij}^{sqr} + p_j \quad (138)$$

$$Q_{jk} = Q_{ij} + x_{ij}I_{ij}^{sqr} + q_j \quad (139)$$

$$V_j = V_i - \frac{r_{ij}P_{ij} + x_{ij}Q_{ij}}{(V^n)^2} \quad (140)$$

$$p_j = PG_j - Pl_j, q_j = QG_j - Ql_j \quad (141)$$

onde o termo I_{ij}^{sqr} é calculado da mesma forma que na seção 6.2.1.

7.3.1 Modelo matemático do problema proposto

O problema do planejamento da operação de RDA resulta em um modelo de programação estocástica de dois estágios, não linear inteiro misto, e multiperíodo. Depois de aplicar as linearizações apresentadas nas seções 6.2.1 – 6.2.4 e do processo de geração e

redução de cenários das seções 5.1.2 – 5.1.3 a aproximação linear determinística do problema é dada por (142) – (186):

$$\min: \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{j \in E} \kappa^{sd} \overline{PS}_{j,t} + \sum_{s \in S} \rho'_s \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{j \in E} (\kappa^{up} \Delta PS_{j,t,s}^{up} - \kappa^{dn} \Delta PS_{j,t,s}^{dn}) \quad (142)$$

s.a:

$$tap_j^{min} \leq tap_{j,t} \leq tap_j^{max} \quad \forall j \in R \quad (143)$$

$$\lambda_{j,t}^R \geq tap_{j,t+1} - tap_{j,t} \quad \forall j \in R \quad (144)$$

$$\lambda_{j,t}^R \geq tap_{j,t} - tap_{j,t+1} \quad \forall j \in R \quad (145)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} \lambda_{j,t}^R \leq TAP_j^{max} \quad \forall j \in R \quad (146)$$

$$\sum_{jk \in \Omega_l} P_{jk,t} = \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,t} - r_{ij} I_{ij,t}^{sqr}) - Pl_{j,t} + \sum_{g \in \mathcal{G} | \beta_g = j} PG_{g,t} + \quad \forall j \in \Omega_b \quad (147)$$

$$\sum_{e \in E | \beta_e = j} \overline{PS}_{e,t} \quad \forall j \in \Omega_b \quad (148)$$

$$\sum_{jk \in \Omega_l} Q_{jk,t} = \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij,t} - x_{ij} I_{ij,t}^{sqr}) - Ql_{j,t} + \sum_{g \in \mathcal{G} | \beta_g = j} QG_{g,t} +$$

$$\sum_{e \in E | \beta_e = j} QS_{e,t}$$

$$\tilde{V}_{j,t} = V_{i,t} - \frac{r_{ij} P_{ij,t} + x_{ij} Q_{ij,t}}{(V^n)^2} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (149)$$

$$V_{j,t} = \tilde{V}_{j,t} + \Delta tap_j tap_{j,t} \quad \forall j \in R \quad (150)$$

$$V_{j,t} = \tilde{V}_{j,t} \quad \forall j \in \Omega_b \setminus R \quad (151)$$

$$\tilde{V}_{j,t} = V^n \quad \forall j \in R | j = 0 \quad (152)$$

$$Pl_{j,t} = Pl_j^Z \bar{\zeta}_t^Z (2V_{j,t} - 1) + Pl_j^l \bar{\zeta}_t^l V_{j,t} + Pl_j^P \bar{\zeta}_t^P \quad \forall j \in \Omega_b \quad (153)$$

$$Ql_{j,t} = Ql_j^Z \bar{\zeta}_t^Z (2V_{j,t} - 1) + Ql_j^l \bar{\zeta}_t^l V_{j,t} + Ql_j^P \bar{\zeta}_t^P \quad \forall j \in \Omega_b \quad (154)$$

$$PG_{j,t} = PAV_{j,t} - P_{j,t}^{curt} \quad \forall j \in \mathcal{G} \quad (155)$$

$$P_{j,t}^{curt} \leq PAV_{j,t} \quad \forall j \in \mathcal{G} \quad (156)$$

$$PAV_{j,t} = \bar{\Psi}_t PIC_j \quad \forall j \in \mathcal{G} \quad (157)$$

$$PG_{j,t} \tan \theta^- \leq QG_{j,t} \leq PG_{j,t} \tan \theta^+ \quad \forall j \in \mathcal{G} \quad (158)$$

$$I_{ij,t}^{sqr} = \frac{(W_{ij,t}^P + W_{ij,t}^Q)}{(V^n)^2} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (159)$$

$$W_{ij,t}^P \geq a_m + b_m P_{ij,t} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall m \in M \quad (160)$$

$$W_{ij,t}^Q \geq a_m + b_m Q_{ij,t} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall m \in M \quad (161)$$

$$0 \leq I_{ij,t}^{sqr} \leq \bar{I}_{ij,t}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (162)$$

$$V^{min} \leq V_{j,t} \leq V^{max} \quad \forall j \in \Omega_b \quad (163)$$

$$QS_j^{min} \leq QS_{j,t} \leq QS_j^{max} \quad \forall j \in E \quad (164)$$

$$tap_{j,t} \text{ inteiro} \quad \forall j \in R \quad (165)$$

$$\sum_{jk \in \Omega_l} P_{jk,t,s} = \sum_{ij \in \Omega_l} (P_{ij,t,s} - r_{ij} I_{ij,t,s}^{sqr}) - Pl_{j,t,s} + \sum_{g \in \mathcal{G} | \beta_g = j} PG_{g,t,s} \quad \forall j \in \Omega_b \quad (166)$$

$$+ \sum_{e \in E | \beta_e = j} (\bar{PS}_{e,t} + \Delta PS_{e,t,s}^{up} - \Delta PS_{e,t,s}^{dn}) : \chi_{j,t,s}$$

$$\sum_{jk \in \Omega_l} Q_{jk,t,s} = \sum_{ij \in \Omega_l} (Q_{ij,t,s} - x_{ij} I_{ij,t,s}^{sqr}) - Ql_{j,t,s} + \sum_{g \in \mathcal{G} | \beta_g = j} QG_{g,t,s} \quad \forall j \in \Omega_b \quad (167)$$

$$+ \sum_{e \in E | \beta_e = j} QS_{e,t,s}$$

$$\tilde{V}_{j,t,s} = V_{i,t,s} - \frac{r_{ij} P_{ij,t,s} + x_{ij} Q_{ij,t,s}}{(V^n)^2} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (168)$$

$$V_{j,t,s} = \tilde{V}_{j,t,s} + \Delta tap_j tap_{j,t} : \phi_{j,t,s} \quad \forall j \in R \quad (169)$$

$$V_{j,t,s} = \tilde{V}_{j,t,s} \quad \forall j \in \Omega_b \setminus R \quad (170)$$

$$\tilde{V}_{j,t,s} = V^n \quad \forall j \in R | j = 0 \quad (171)$$

$$Pl_{j,t,s} = Pl_j^Z \zeta_{t,s}^Z (2V_{j,t,s} - 1) + Pl_j^l \zeta_{t,s}^l V_{j,t,s} + Pl_j^p \zeta_{t,s}^p \quad \forall j \in \Omega_b \quad (172)$$

$$Ql_{j,t,s} = Ql_j^Z \zeta_{t,s}^Z (2V_{j,t,s} - 1) + Ql_j^l \zeta_{t,s}^l V_{j,t,s} + Ql_j^p \zeta_{t,s}^p \quad \forall j \in \Omega_b \quad (173)$$

$$PG_{j,t,s} = PAV_{j,t,s} - P_{j,t,s}^{curt} \quad \forall j \in \mathcal{G} \quad (174)$$

$$P_{j,t,s}^{curt} \leq PAV_{j,t,s} \quad \forall j \in \mathcal{G} \quad (175)$$

$$PAV_{j,t,s} = \Psi_{t,s} PIC_j \quad \forall j \in \mathcal{G} \quad (176)$$

$$PG_{j,t,s} \tan \theta^- \leq QG_{j,t,s} \leq PG_{j,t,s} \tan \theta^+ \quad \forall j \in \mathcal{G} \quad (177)$$

$$I_{ij,t,s}^{sqr} = \frac{(W_{ij,t,s}^P + W_{ij,t,s}^Q)}{(V^n)^2} \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (178)$$

$$W_{ij,t,s}^P \geq a_m + b_m P_{ij,t,s} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall m \in M \quad (179)$$

$$W_{ij,t,s}^Q \geq a_m + b_m Q_{ij,t,s} \quad \forall ij \in \Omega_l, \forall m \in M \quad (180)$$

$$0 \leq I_{ij,t,s}^{sqr} \leq \bar{I}_{ij,t,s}^2 \quad \forall ij \in \Omega_l \quad (181)$$

$$V^{min} \leq V_{j,t,s} \leq V^{max} \quad \forall j \in \Omega_b \quad (182)$$

$$QS_j^{min} \leq QS_{j,t,s} \leq QS_j^{max} \quad \forall j \in E \quad (183)$$

$$\Delta PS_{e,t,s}^{up} \geq 0, \Delta PS_{e,t,s}^{dn} \geq 0 \quad \forall j \in E \quad (184)$$

$$\forall t \in \mathcal{T} \quad (185)$$

$$\forall s \in \mathcal{S} \quad (186)$$

onde (142) – (165) representam o problema do primeiro estágio, que é resolvido usando as previsões de demanda das cargas e de geração da GD. Neste estágio, são agendados os valores de potência ativa a serem intercambiados com o sistema de transmissão e as posições do tap dos RT e do OLTC para cada hora do dia seguinte. Na função objetivo (142), $\overline{PS}_{j,t}$ pode assumir valores positivos e negativos, o que significa que, potência ativa pode ser importada ou exportada para o sistema de transmissão. Neste estudo, é considerado que a barra que representa a subestação principal é o único elemento no conjunto E de pontos de conexão externos. As variáveis $\Delta PS_{j,t,s}^{up}$ e $\Delta PS_{j,t,s}^{dn}$ indicam os ajustes para cima e para baixo, respectivamente, aos intercâmbios de potência agendados. No primeiro termo de (142), as importações e exportações de energia agendadas com antecedência são consideradas com o mesmo peso κ^{sd} . No segundo termo de (142), nos cenários onde o valor líquido de demanda é maior do que o previsto, o déficit de potência é penalizado atribuindo a κ^{up} um valor maior do que κ^{sd} . No terceiro termo de (142), para cenários onde o valor líquido de demanda é menor do que o previsto, o excedente de potência é negativamente penalizado para reduzir ainda mais o valor líquido de demanda nestes cenários. O parâmetro κ^{dn} é atribuído um valor menor que κ^{sd} para priorizar a otimização de $PS_{j,t}$ e $\Delta PS_{j,t,s}^{up}$. Desta forma, se evitam agendamentos de intercâmbio de potência muito conservadores e maiores déficits de energia durante a operação em tempo real.

As restrições em (143) – (146) determinam o intervalo de variação da posição do tap dos RT e do OLTC e o número máximo de ações de comutação durante o horizonte de planejamento, como foi descrito na secção 6.2.4. As restrições em (147) – (149) são as equações DistFlow linearizadas apresentadas na secção 6.2.1 avaliadas para os valores previstos de geração e demanda em cada período $t \in \mathcal{T}$. A equação (150) modela a operação dos RT e do OLTC. Em (151), a magnitude da tensão nas barras sem RT ou OLTC é igual à tensão não regulada, e em (152) a tensão não regulada na subestação é igual à nominal. As equações (153) e (154) correspondem ao modelo ZIP linearizado para cargas ativas e reativas, respectivamente, avaliado para os níveis de geração previstos $\bar{\zeta}_t^Z, \bar{\zeta}_t^I, \bar{\zeta}_t^P$.

Em (155) a potência ativa prevista para ser injetada na rede pelos geradores é calculada como a diferença entre a potência ativa disponível $PAV_{j,t}$ e o valor do corte de geração $P_{i,t}^{curt}$. A restrição em (156) limita o corte de geração para não ser maior do que a potência ativa disponível. Em (157), a potência ativa disponível $PAV_{j,t}$ é calculada como o produto entre a capacidade instalada do gerador e o nível de geração relativo a essa capacidade \bar{P}_t , que, neste caso, corresponde ao valor previsto. A restrição em (158) determina a capacidade de reativos das unidades de GD com base numa faixa de fator de potência. As restrições em (159) – (161) correspondem ao cálculo do quadrado da magnitude do fluxo de corrente. A restrição em (162) indica que a tensão em cada nó deve estar dentro da faixa estabelecida, e em (163) é limitado o fluxo de corrente nos ramos. Para garantir a segurança no sistema de transmissão, os intercâmbios de potência reativa com o sistema de transmissão são limitados em (164). Em (165), as posições dos taps dos dispositivos são restritas para assumir apenas valores inteiros.

As restrições em (166) – (186) correspondem ao problema do segundo estágio que minimiza a função dada por:

$$f_s = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{j \in E} (\kappa^{up} \Delta PS_{j,t,s}^{up} - \kappa^{dn} \Delta PS_{j,t,s}^{dn}) \quad (187)$$

Para cada cenário $s \in S$, o problema do segundo estágio ajusta as saídas de potência ativa e reativa das unidades de GD para minimizar os ajustes para cima e maximizar os ajustes para baixo (de acordo com os pesos $\Delta PS_{j,t,s}^{up}$ e $\Delta PS_{j,t,s}^{dn}$) aos valores agendados de intercâmbio de potência e para resolver restrições de rede. As posições do tap do OLTC e dos RT são agendadas no problema do primeiro estágio para satisfazer todos os cenários de operação em cada intervalo de tempo, porque esses dispositivos não podem responder de forma instantânea às rápidas variações de geração e demanda.

7.4 ESTRATÉGIA DE SOLUÇÃO

A versão *multi-cut* do método *L-shaped* apresentada na secção 5.2.1 é utilizada para descompor o problema definido na secção anterior em um problema mestre linear inteiro misto e um conjunto de subproblemas lineares, um para cada cenário $s \in S$. Em cada iteração i , a solução do problema mestre fornece aos subproblemas as posições dos taps $tap_{j,t}^{(i)}$ e a potência agendada $\bar{P}_{j,t}^{(i)}$. Com as variáveis $tap_{j,t}$ e $\bar{P}_{j,t}$ fixadas nos valores determinados no

problema mestre, os subproblemas são resolvidos e os valores de suas variáveis duais $\chi_{j,t,s}^{(i)}$ e $\phi_{j,t,s}^{(i)}$ e o custo ótimo $Q_s^{(i)}$ da função objetivo f_s são usados para criar restrições no problema mestre. O subproblema para cada cenário $s \in S$ é dado por:

$$Q_s = \min: f_s = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{j \in E} (\kappa^{up} \Delta PS_{j,t,s}^{up} - \kappa^{dn} \Delta PS_{j,t,s}^{dn}) \quad (188)$$

s.a:

Restrições em (166) – (185)

A formulação do problema mestre na iteração i é dada por

$$\min: \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{j \in E} \kappa^{sd} \overline{PS}_{j,t} + \sum_{s \in S} \rho'_s z_s \quad (189)$$

s.a:

Restrições em: (143) – (165)

$$z_s - Q_s^{(l)} \geq - \sum_{j \in E} \sum_{t \in \mathcal{T}} \chi_{j,t,s}^{(l)} (\overline{PS}_{j,t}^{(l)} - \overline{PS}_{j,t}) - \sum_{j \in R} \sum_{t \in \mathcal{T}} \phi_{j,t,s}^{(l)} \Delta tap_j (tap_{j,t}^{(l)} - tap_{j,t}), \quad (190)$$

$$\forall l \in K, \forall s \in S$$

$$Q_s^{(l)} \geq - \sum_{j \in E} \sum_{t \in \mathcal{T}} \chi_{j,t,s}^{(l)} (\overline{PS}_{j,t}^{(l)} - \overline{PS}_{j,t}) - \sum_{j \in R} \sum_{t \in \mathcal{T}} \phi_{j,t,s}^{(l)} \Delta tap_j (tap_{j,t}^{(l)} - tap_{j,t}), \quad (191)$$

$$\forall l \in D, \forall s \in I^{(l)}$$

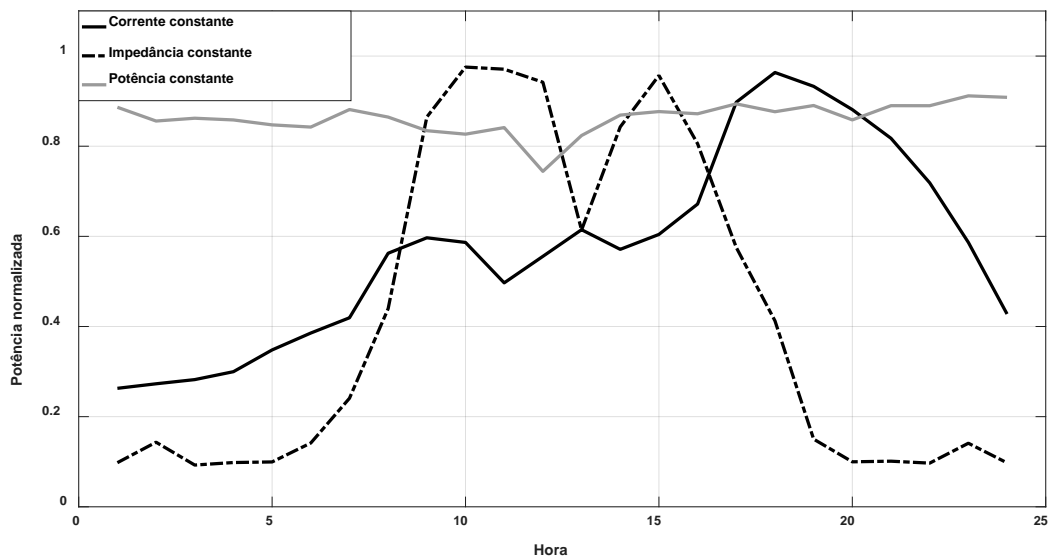
7.5 TESTES E RESULTADOS

Os resultados foram obtidos do sistema IEEE de 34 barras com as mesmas características e dispositivos de controle descritos na seção 6.4.2. Os fluxos mínimo e máximo de potência reativa através do transformador da subestação foram ajustados para ± 1250 kVAr. O número máximo de operações de comutação dos RT e do OLTC durante o horizonte de planejamento foi definido para ser igual a 8 ($TAP_i^{max} = 8$). O procedimento descrito na seção 6.4.1 foi utilizado para criar cenários de geração e demanda. Os valores de previsão de demanda das cargas e de velocidade do vento e irradiância são apresentados na Figura 31 e Figura 32, respectivamente. Com base nessas previsões, 1000 cenários ($N = 1000$) foram gerados usando simulações de Monte Carlo e reduzidos para 50 ($n = 50$).

Sistemas de geração de turbina eólica foram instalados nas barras 838 e 856 com capacidade nominal de 330 e 800 kW, respectivamente. Sistemas de geração fotovoltaica foram instalados nas barras 848 e 890 com capacidade nominal de 430 e 340 kW, respectivamente. Estes valores totalizam um nível de penetração de GD de 107%, e foram obtidos com base nos resultados dos testes do capítulo 7. Todos os geradores foram limitados para operar numa faixa de fator de potência de 0,9 atrasado a 0,9 adiantado.

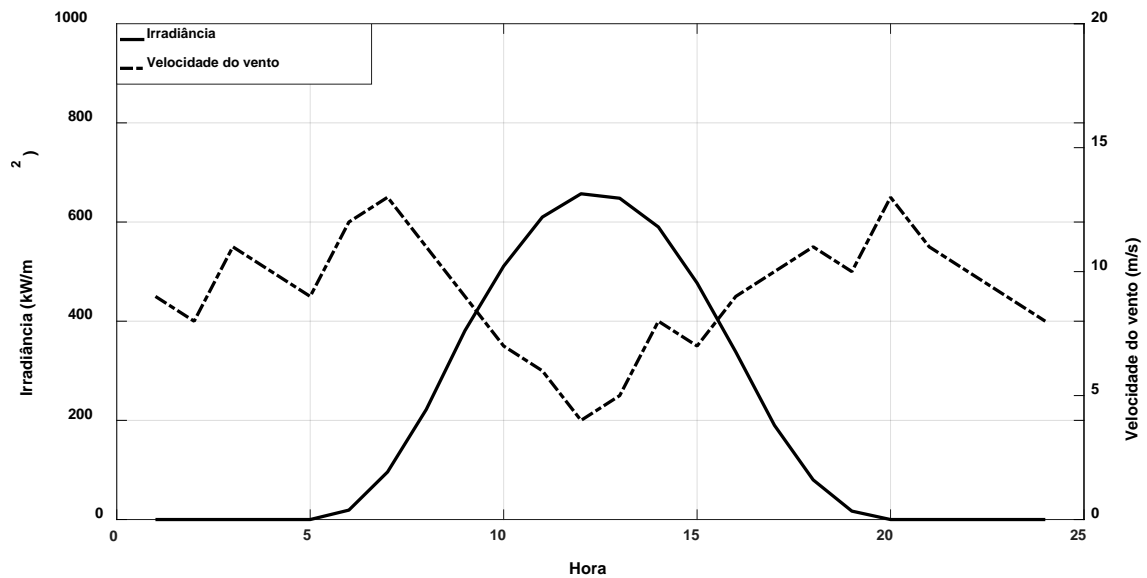
O algoritmo proposto foi implementado na linguagem de modelagem algébrica AMPL e o solver CPLEX foi usado para resolver os problemas de otimização que resultam da estratégia de decomposição. As simulações foram realizadas utilizando-se um computador Intel Core i7, 4,2 GHz e com 16 GB de memória RAM, e o tempo computacional foi de 502 segundos.

Figura 31 – Perfis de demanda previstos.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 32 – Perfis de irradiância e de velocidade do vento previstos.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Os valores atribuídos aos pesos κ^{sd} , κ^{up} e κ^{dn} foram 1, 1,5 e 0,1, respectivamente. As vantagens de usar a metodologia proposta para o planejamento da operação de RDA foram analisadas comparando os resultados dos seguintes três casos:

- **Caso 1:** Simula a operação passiva do sistema. A otimização é realizada para determinar uma única configuração dos taps do OLTC e dos RT que satisfaça todos os cenários de geração e demanda durante o dia. Os geradores são operados com fator de potência unitário e apenas o corte de geração é permitido para responder às contingências.
- **Caso 2:** Simula a operação reativa do sistema. A otimização é realizada apenas para as previsões de geração e demanda, ignorando os erros de previsão. Portanto, os desbalanços de potência e as violações das restrições devem ser resolvidos durante a operação em tempo real.
- **Caso 3:** Está é uma abordagem de operação ativa e corresponde ao sistema operando de acordo com a metodologia proposta.

Depois de resolver os problemas correspondentes aos três casos acima, foram obtidos os intercâmbios agendados de potência ativa para as 24 horas do dia seguinte, mostrados na Figura 33, juntamente com a posição do tap dos RT e do OLTC mostrados na Tabela 14. Na Figura 33, os valores positivos e negativos representam a potência ativa importada e

exportada, respectivamente. Para o Caso 1, a posição fixa do tap do OLTC, regulador de tensão da barra 814, e regulador de tensão da barra 852 foram 0, 6 e 4, respectivamente.

Tabela 14 – Posições agendadas da posição do tap dos dispositivos.

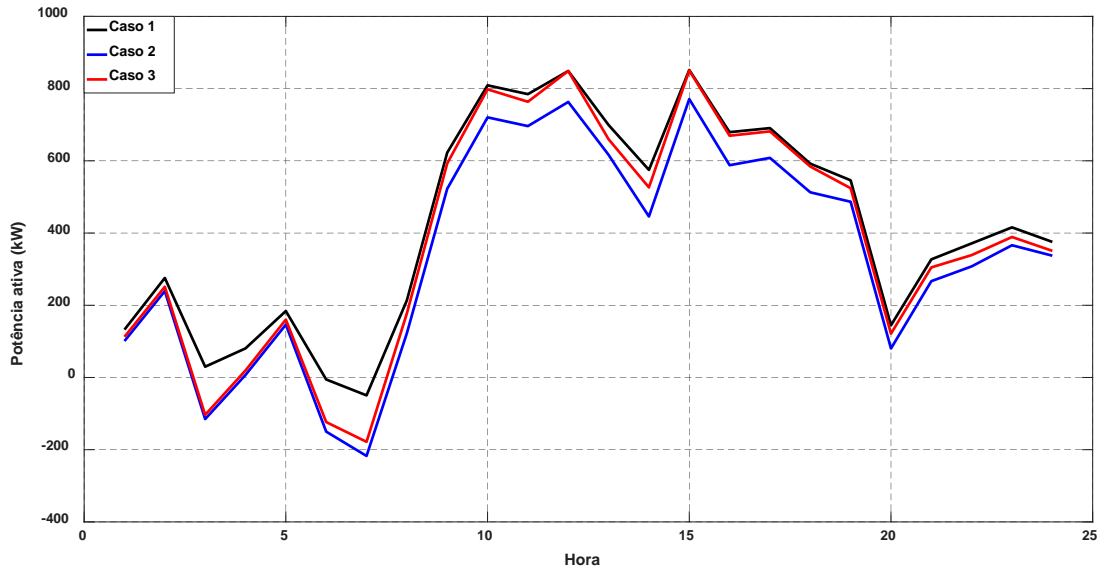
Hora	Caso 2			Caso 3		
	OLTC	RT814	RT852	OLTC	RT814	RT852
1	-3	0	0	-2	2	2
2	-3	1	0	-2	2	2
3	-3	0	0	-2	2	2
4	-3	0	0	-2	2	2
5	-3	0	0	-2	2	2
6	-4	0	-1	-2	3	2
7	-4	0	-1	-2	3	3
8	-3	0	0	-1	3	3
9	-2	1	2	-1	5	4
10	-2	3	2	0	5	4
11	-2	3	2	0	4	4
12	-2	3	2	1	4	4
13	-2	2	1	-1	4	3
14	-3	2	1	-1	5	4
15	-1	2	2	0	5	5
16	-2	2	2	0	5	4
17	-2	2	2	0	5	4
18	-2	1	2	0	5	4
19	-2	1	2	-1	5	3
20	-3	1	1	-1	4	3
21	-3	1	1	-1	4	3
22	-3	1	1	-1	3	3
23	-3	2	1	-1	3	2
24	-3	2	0	-2	3	2

Fonte: Elaboração do próprio autor.

O desempenho das soluções obtidas foi avaliado em um conjunto de cenários gerados aleatoriamente que representam as condições de operação em tempo real do sistema. Primeiro ($N' = 1500$) cenários foram gerados usando simulações de Monte Carlo. Em seguida, para cada caso analisado, o subproblema definido em (187) foi resolvido 1500 vezes usando os cenários gerados como dados de entrada e com as variáveis $\overline{PS}_{j,t}$ e $tap_{j,t}$ fixadas nos valores obtidos a partir da otimização correspondente. Finalmente, foram calculados os valores esperados dos ajustes aos intercâmbios agendados de potência ativa (ajustes para cima e ajustes para baixo), os valores esperados do consumo das cargas e das perdas elétricas, e os valores esperados da produção e percentagem de corte de geração da GD para o horizonte de planejamento de 24 horas. Adicionalmente, um índice de risco de subtensão baseado no grau de severidade e duração das violações do limite inferior de tensão é definido como:

$$\Delta L = \frac{1}{N'} \sum_{s \in \{1, \dots, N'\}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{i \in \Omega_b | V_{i,t,s} < V^{min}} \frac{V^{min} - V_{i,t,s}}{V^{min}} \quad (192)$$

Figura 33 – Intercâmbios agendados de potência ativa.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Os valores resultantes do processo de avaliação, juntamente com o VLIAE, são mostrados na Tabela 15. A contribuição da operação ativa da rede para reduzir o VLIAE e os ajustes nos intercâmbios agendados de potência quando a demanda líquida é maior do que o previsto, durante a operação em tempo real da rede, foi analisada comparando os resultados do Caso 1 com os resultados do Caso 3. A partir da Tabela 15, o VLIAE no Caso 3 foi 874,7 kWh menor do que no Caso 1, o que representa uma redução de 8,58%, e o valor esperado dos ajustes para cima no caso 3 foi apenas 187,7 kWh maior do que no Caso 1, o que representa um aumento de 4,28%. Note-se que, quanto maior for o VLIAE, menor será o valor esperado dos ajustes para cima, pois os valores agendados podem satisfazer a demanda líquida em um maior número de cenários. Uma vez que o agendamento foi realizado, o déficit de potência quando a demanda líquida é maior do que o valor previsto pode ser compensado ajustando os valores agendados ou reduzindo a demanda através de CVR. Portanto, no Caso 3, obteve-se uma redução significativa no VLIAE com um baixo aumento nos ajustes para cima porque CVR foi aplicado para compensar os desbalanços de geração e demanda. Este efeito pode ser observado na Tabela 15, onde o valor esperado do consumo total de energia no Caso 3 é 4,97% menor que no Caso 1. No entanto, deve-se notar que, esta porcentagem também inclui a economia de energia obtida quando CVR foi aplicado aos cenários com

demanda líquida menor ao valor previsto, o que leva ao aumento dos ajustes para baixo no Caso 3.

Tabela 15 – Resumo dos resultados para o horizonte de 24 horas.

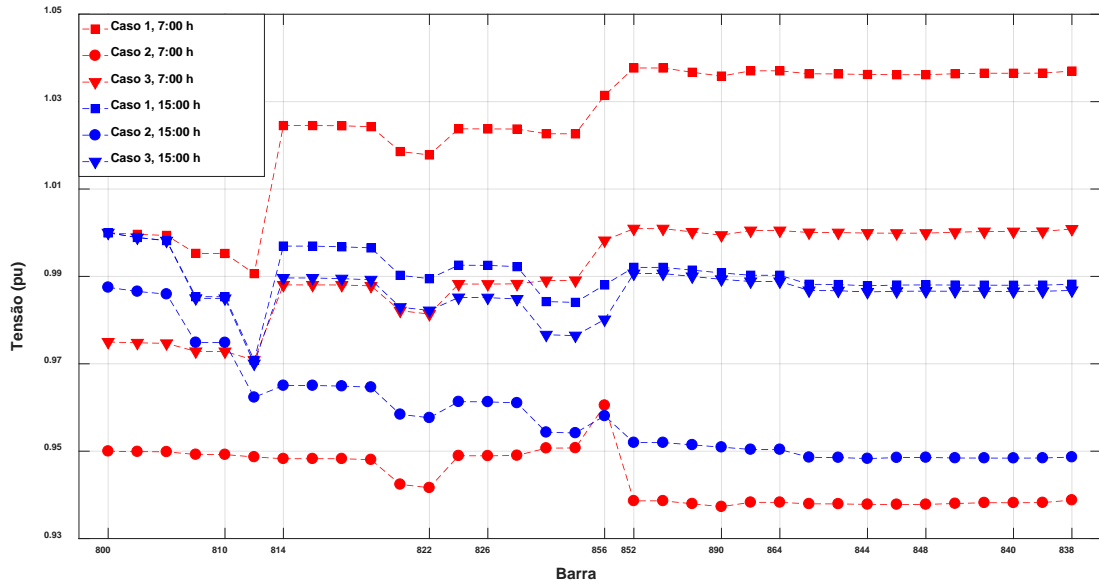
Casos	Caso 1	Caso 2	Caso 3
VLIAE (MWh)	10,1945	8,2230	9,3198
Ajustes para cima (MWh)	4,3858	4,5448	4,5735
Ajustes para baixo (MWh)	2,8703	3,5024	3,4944
Demanda (MWh)	24,2052	22,7865	23,7690
Perdas (MWh)	1,7145	0,7146	0,8656
Consumo total (MWh)	25,9227	23,5011	24,6346
Geração (MWh)	14,2127	14,2357	14,2357
Corte de geração (%)	0,0000	0,0000	0,0000
ΔVL (%)	0,0002	5,7537	0,0068

Fonte: Elaboração do próprio autor.

A eficácia da formulação estocástica para abordar a incerteza dos erros de previsão foi analisada comparando os resultados do Caso 2 com os resultados do Caso 3. O VLIAE no Caso 2 foi significativamente menor do que no Caso 3 porque, no Caso 2, a otimização foi realizada considerando apenas os perfis de carga e geração previstos. Além disso, mesmo quando o VLIAE no Caso 2 foi menor, o valor esperado dos ajustes para cima não ultrapassou aquele do Caso 3. Isso aconteceu porque no Caso 2 as posições do tap do OLTC e dos RT produziram níveis de tensão mais baixos e, conseqüentemente, um menor consumo de energia, conforme observado na Tabela 14 e Tabela 15. No entanto, uma vez que o Caso 2 não considerou os erros de previsão, a sua solução não garante satisfazer as restrições do sistema em todos os cenários. Desde que o CVR atua abaixando os níveis de tensão, as violações da restrição de subtensão são mais prováveis de ocorrer. Isto é evidente na Tabela 15, onde o índice de risco de subtensão do Caso 2 é muito maior do que no Caso 1 e Caso 3.

O valor esperado dos níveis de tensão às 7:00 e 15:00 (horas com baixa e alta demandada líquida, respectivamente) para os três casos sob análise são mostrados na Figura 34. O Caso 3 produziu níveis de tensão mais baixos do que o Caso 1 para ambos os níveis de carga e foi efetivo na manutenção da tensão entre os limites na maioria dos cenários. Por outro lado, o Caso 2 não conseguiu evitar subtensões, mesmo para baixos níveis de demanda líquida. Em todos os casos, o corte de geração não foi necessário porque, no nível de penetração de DG utilizado, a capacidade térmica dos ramos da rede não foi alcançada e a operação do OLTC e dos RT, e a compensação de potência reativa da DG foram suficientes para evitar sobretensões.

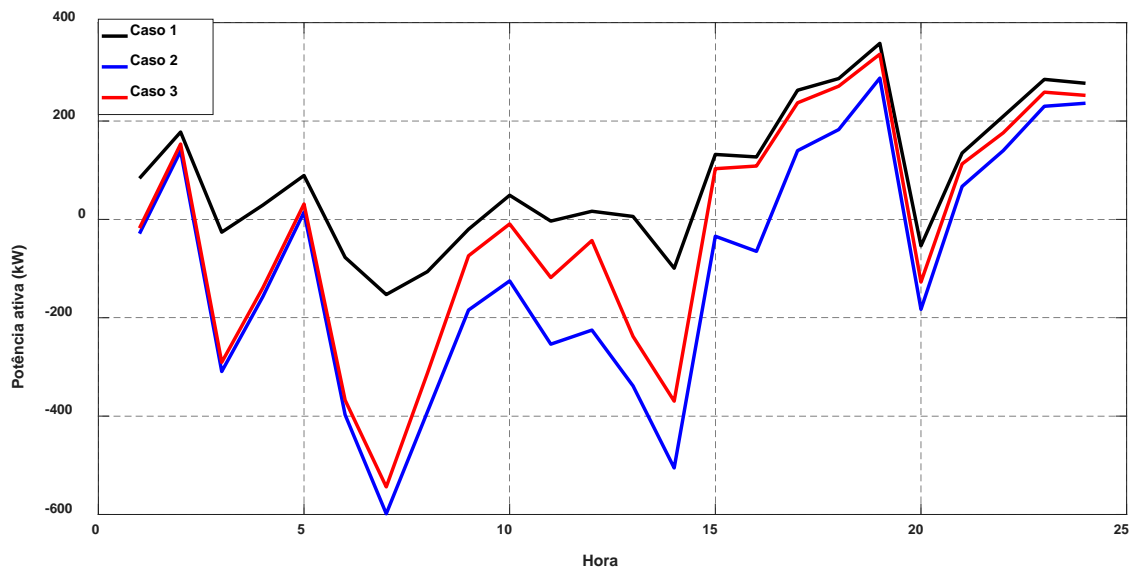
Figura 34 – Valor esperado das tensões às 7:00 e 15:00 h.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Para testar os efeitos de capacidades de geração maiores na operação do sistema, o nível de penetração de GD foi aumentado para 210%. Os resultados das novas simulações são resumidos na Tabela 16, Figura 35, Tabela 17 e Figura 36. Como nos testes anteriores, o Caso 3 apresentou o melhor desempenho para a operação ótima do sistema.

Figura 35 – Intercâmbios agendados de potência ativa com nível de penetração de GD de 210%



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Em todos os casos, as capacidades de geração maiores reduziram valor líquido dos intercâmbios agendados de energia (o que significa maiores exportações de energia como

mostrado na Figura 35); no entanto, elas exigiram maiores ajustes para cima e aumentaram o consumo de energia.

Tabela 16 – Posições agendadas da posição do tap dos dispositivos com nível de penetração de GD de 210%.

Hora	Caso 2			Caso 3		
	OLTC	RT814	RT852	OLTC	RT814	RT852
1	-3	1	-2	-2	2	2
2	-3	1	-2	-2	2	2
3	-4	0	-2	-2	2	2
4	-4	0	-2	-2	2	2
5	-3	0	-2	-2	2	2
6	-4	-1	-3	-2	3	2
7	-4	-2	-3	-2	3	3
8	-4	-1	-3	-1	3	3
9	-4	0	-3	-1	5	4
10	-4	0	-3	0	5	4
11	-4	0	-4	0	4	4
12	-4	0	-4	1	4	4
13	-4	0	-5	-1	4	3
14	-4	-1	-5	-1	5	4
15	-3	-1	-2	0	5	5
16	-3	-1	-2	0	5	4
17	-2	-1	-1	0	5	4
18	-2	-1	0	0	5	4
19	-2	0	0	-1	5	3
20	-4	0	0	-1	4	3
21	-3	0	0	-1	4	3
22	-3	0	0	-1	3	3
23	-3	1	0	-1	3	2
24	-3	1	0	-2	3	2

Fonte: Elaboração do próprio autor.

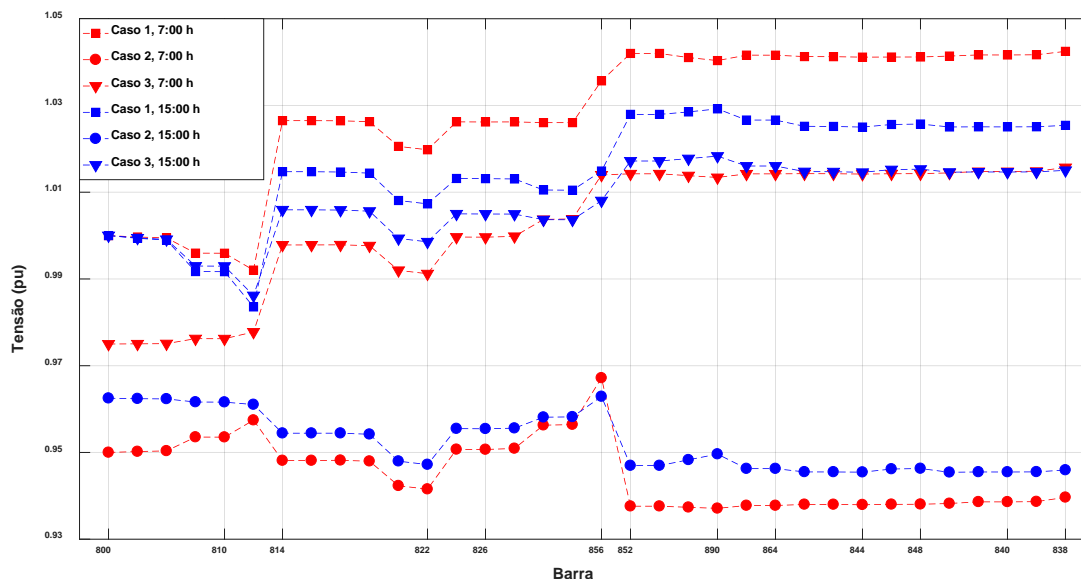
A abordagem ativa no Caso 3 foi efetiva na manutenção de um baixo índice risco de subtensão, e evitou sobrecorrentes e sobretensões aplicando 1% menos corte de geração do que no Caso 1. A partir da Figura 36, de novo, o Caso 2 não foi efetivo em manter a tensão acima do limite inferior em cenários de baixa e alta de demanda líquida. Enquanto no Caso 1, foram obtidos níveis de tensão próximos do limite superior, que resultam no aumento do consumo de energia e da necessidade de aplicar corte de geração para evitar sobretensões.

Tabela 17 – Resumo dos resultados para o horizonte de 24 horas com nível de penetração de GD de 210%.

Casos	Caso 1	Caso 2	Caso 3
VLIAE (MWh)	1,9838	-2,3602	-0,6031
Ajustes para cima (MWh)	5,6239	6,4698	6,4865
Ajustes para baixo (MWh)	2,207	4,8253	4,5473
Demanda (MWh)	24,7317	22,7343	24,2984
Perdas (MWh)	4,521	0,839	1,1293
Consumo total (MWh)	29,2527	23,5733	25,4277
Geração (MWh)	23,852	24,289	24,0917
Corte de geração (%)	1,8	0	0,812
ΔVL (%)	0	8,2354	0,0224

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 36 – Valor esperado das tensões às 7:00 e 15:00 h com nível de penetração de GD de 210%.



Fonte: Elaboração do próprio autor.

8 CONCLUSÕES E TRABALHO FUTUROS

Neste trabalho foi abordado o problema relacionado com a integração e coordenação da GD renovável na técnica que busca promover eficiência energética através do controle da tensão nas redes de distribuição. Com este intuito, duas estratégias baseadas em otimização foram desenvolvidas para o planejamento e para o planejamento da operação de redes de distribuição ativas.

A primeira estratégia proposta foi baseada em um modelo de programação estocástica de dois estágios biobjetivo. Os objetivos consistiram na maximização da capacidade de alocação de GD na rede e na minimização do consumo de energia. Esta abordagem forneceu uma visão abrangente da relação entre a penetração de GD e a eficiência energética, e pode ser usado como suporte no processo de definir o plano de expansão da GD. A partir dos resultados dos estudos de caso, observou-se que, à medida que a penetração da DG se aproxima da capacidade máxima da rede, a ligação da nova GD torna-se mais cara em termos de eficiência energética. Por exemplo, na maioria dos casos estudados, quando comparada com a solução não dominada adjacente, a solução com a capacidade máxima de alocação de GD aumentou o nível de penetração de GD em menos de 4% aumentando o consumo de energia em mais de 1%.

A abordagem biobjetivo fornece a possibilidade de explorar soluções equilibradas, com elevados níveis de penetração de GD e consumo reduzido de energia. A escolha de uma solução dependerá de aspectos técnicos, marco regulatório e estratégias comerciais. Por exemplo, os incentivos que o OSD recebe para permitir mais conexões de GD, os impactos econômicos da eficiência energética, o custo da energia e os custos operacionais da gestão da rede ativa (e.g., o custo de perda de oportunidade, derivado do corte de geração; o custo do suporte da potência reativa a partir da GD; e a depreciação dos dispositivos de regulação de tensão).

Na segunda estratégia, CVR foi aplicado para minimizar a importação de energia do sistema de transmissão, maximizar a exportação de energia do sistema de distribuição e para balanço de geração e demanda. Os resultados dos estudos de caso mostraram que, quando comparado com uma abordagem de operação passiva, a abordagem proposta produziu uma redução de 8,58% no valor líquido dos intercâmbios agendados de energia com o sistema de

transmissão sem aumentar de forma considerável o déficit de energia durante a operação em tempo real. Estes resultados indicam que, a aplicação de CVR foi efetiva para reduzir os desbalanços de potência derivados das incertezas da demanda e da geração e para reduzir o consumo de energia durante a operação em tempo real. Além disso, a metodologia mostrou-se eficaz na prevenção de contingências exigindo, em média, menos corte de geração. Quando comparado com uma abordagem determinística, obteve-se um menor risco de violação dos limites de tensão durante a operação em tempo real, o que deverá resultar em um menor custo de reconfiguração dos pontos de operação agendados.

8.1 TRABALHOS FUTUROS

Os seguintes trabalhos futuros são propostos:

- Utilizar os conceitos apresentados neste trabalho para desenvolver uma ferramenta computacional para o balanço de geração e demanda em tempo real nas redes de distribuição. Com base em medições do estado da rede em um determinado instante e nos valores agendados de geração e importação de energia, a ferramenta deve determinar os ajustes dos dispositivos de controle para reduzir a demanda quando existe um déficit de geração.
- Incluir nas análises a presença de cargas com ciclo térmico, geração distribuída despachável, dispositivos de armazenamento, veículos elétricos e programas de resposta de demanda.
- Adaptar os algoritmos desenvolvidos neste trabalho para ser aplicados no planejamento e operação de microrredes. As aplicações em microrredes são interessantes uma vez que estas são planejadas para poder operar de forma ilhada. Neste caso, CVR pode ser aplicado para maximizar o número de cargas fornecidas quando a microrrede opera desconectada da rede. Além disso, a aplicação de CVR para economia de energia em microrredes pode ser mais atrativa do ponto de vista econômico uma vez que grande parte de estas são propriedade dos consumidores finais de energia.

REFERÊNCIAS

- ABOUZHR, I.; RAMAKUMAR, R. An approach to assess the performance of utility-interactive wind electric conversion systems. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, New York, v. 6, n. 4, p. 627–638, Dec. 1991.
- ABU-MOUTI, F. S.; EL-HAWARY, M. E. Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 26, n. 4, p. 2090–2101, Oct. 2011.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SODER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 57, n. 3, p. 195–204. 2004.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST**. Brasília DF, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/modulo-8>>. Acesso em: 28 Fev. 2018.
- AL ABRI, R. S.; EL-SAADANY, E. F.; ATWA, Y. M. Optimal placement and sizing method to improve the voltage stability margin in a distribution system using distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 28, n. 1, p. 326–334, Feb. 2013.
- ALKAABI, S. S.; KHADKIKAR, V.; ZEINELDIN, H. H. Incorporating PV inverter control schemes for planning active distribution networks. **IEEE Transactions on Sustained Energy**, New York, v. 6, n. 4, p. 1224–1233, Oct. 2015.
- ALNASER, S. W.; OCHOA, L. F. Advanced network management systems: A risk-based AC OPF approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 30, n. 1, p. 409–418, Jan. 2015.
- ARISTIDOU, P.; VALVERDE, G.; CUTSEM, T. V. Contribution of distribution network control to voltage stability: A Case Study. **IEEE Transactions on Smart Grid**, New York, v. 8, n. 1, p. 106–116, Jan. 2017.
- ATWA, Y.; EL-SAADANY, E.; SALAMA, M.; SEETHAPATHY, R. Optimal renewable resources mix for distribution system energy loss minimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 25, n. 1, p. 360–370, Feb. 2010.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 4, n. 2, p. 1401–1407, Apr. 1989.
- BEALE, E. M. L. On minimizing a convex function subject to linear inequalities. **Journal of the Royal Statistical Society**, New Jersey, v. 17, n. 2, p. 173–184, 1955.
- BENDERS, J. F. Partition procedures for solving mixed-variables programming problems. **Numerische Mathematik**, Berlin, v. 4, n. 1, p. 238–252, Dec. 1962.

- BIRGE, J. R.; LOUVEAUX, F. A multicut algorithm for two-stage stochastic linear programs. **European Journal of Operational Research**, Amsterdam, v. 34, n. 3, p. 384–392, Mar. 1988.
- BOROZAN, V.; BARAN, M. E.; NOVOSEL, D. Integrated volt/var control in distribution systems. In: POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 3., 2001, Columbus. **Proceedings...**Columbus: IEEE, 2001, v. 3, p. 1485–1490.
- BRAUN, M. **Provision of ancillary services by distributed generators**. 2008. 252 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universität Kassel, Kassel, 2008.
- CAPITANESCU, F.; BILIBIN, I.; RAMOS, E. R. A comprehensive centralized approach for voltage constraints management in active distribution grid. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 29, n. 2, p. 933-942, March 2014.
- CAPITANESCU, F. et al. Assessing the potential of network reconfiguration to improve distributed generation hosting capacity in active distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 30, n. 1, p. 346–356, Jan. 2014.
- CASTRO, M. et al. The value of conservation voltage reduction to electricity security of supply. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 142, p. 96–111, Jan. 2017.
- CHANG, T. P. Investigation on frequency distribution of global radiation using different probability density functions. **International Journal of Applied Science and Engineering**, Wufeng, v. 8, n. 2, p. 99–107, Sept. 2010.
- CHEN, M. S. et al. The effects of reduced voltages on the efficiency of electric loads. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, n. 7, p. 2158–2166, 1982.
- CELLI, G. A Multi-Objective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 20, n. 2, p. 750–757, May 2005.
- COHON, J. L. **Multiobjective programming and planning**. New York: Dover Publications, 2004.
- CONG, P. et al. Day-ahead active power scheduling in active distribution network considering renewable energy generation forecast errors. **Energies**, Basel, v. 10, n. 9, p. 1–20, Aug. 2017.
- CRAINIC, T. G.; HEWITT, M.; REI, W. Partial decomposition strategies for two-stage stochastic integer programs. **CIRRELT**, 2014-13, Québec, Mar. 2014. Disponível em: <[https://www.cirrelt.ca/Documents Travail/CIRRELT-2014-13.pdf](https://www.cirrelt.ca/Documents%20Travail/CIRRELT-2014-13.pdf)>. Acesso em: 3 março, 2018.
- D'ADAMO, C.; JUPE, S.; ABBEY, C. Global survey on planning and operation of active distribution networks - Update of CIGRE C6.11 working group activities. In: INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 20., 2009, Prague. **Proceedings...** Prague: ICEE, p. 1–4, 2009.

- DANTZIG, G.B. Linear programming under uncertainty. **Management Science**, New York, vol. 1, n. 3-4, p. 197–206. Apr.–Jul. 1955.
- DENT, C. J.; OCHOA, L. F.; HARRISON, G. P. Network distributed generation capacity analysis using OPF with voltage step constraints. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 25, n. 1, p. 292–304, Feb. 2010.
- DISKIN, E. et al. Conservation voltage reduction and voltage optimisation on Irish distribution networks. In: **CIREN 2012 WORKSHOP INTEGRATION OF RENEWABLES INTO THE DISTRIBUTION GRID**, 3., 2012, Lisbon. **Proceedings...** Lisbon: CIREN, 2012. p. 1–4.
- DO AMARANTE, O. A. C. et al. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Brasília. 2001.
- DOHERTY, R.; O'MALLEY, M. A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 20, n. 2, p. 587–595, May 2005.
- DWYER, A. et al. Load to voltage dependency tests at B.C. Hydro. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 10, n. 2, p. 709–715, May 1995.
- ELLIS, A. et al. **Reactive power interconnection requirements for PV and wind plants – recommendations to NERC**. Sandia National Laboratories. Albuquerque. 2012. (SAND2012-1098).
- ERICKSON, J. C.; GILLIGAN, S. R. The effects of voltage reduction on distribution circuit loads. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. 101, n. 7, p. 2014–2018, July 1982.
- EVANGELOPOULOS, V. A.; GEORGILAKIS, P. S.; HATZIARGYRIOU, N. D. Optimal operation of smart distribution networks: A review of. **Electric Power Systems Research**, Lousane, v. 140, p. 95–106, Nov. 2016.
- FABBRI, A. et al. Assessment of the cost associated with wind generation prediction errors in a liberalized electricity market. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 20, n. 3, p. 1440–1446, August 2005.
- FRERIS, L.; INFELD, D. **Renewable Energy in power systems**. Great Britain: Wiley, 2008.
- GANGAMMANAVA, H.; SEN, S.; ZAVALA, V. M. Stochastic optimization of sub-hourly economic dispatch with wind energy. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 31, n. 2, p. 949–959, March 2016.
- GANGULY, S.; SAMAJPATI, D. Distributed generation allocation on radial distribution networks under uncertainties of load and generation using genetic algorithm. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 6, n. 3, p. 688– 697, Jul. 2015.

GARCÍA-ALVAREZ, M. T.; MARIZ-PÉREZ, R. M. Analysis of the success of feed-in tariff for renewable energy promotion mechanism in the EU: lessons from Germany and Spain. In: INTERNATIONAL CONGRESS ON INTERDISCIPLINARY BUSINESS AND SOCIAL SCIENCES 2012 (ICIBSoS 2012), 1., 2012, Jakarta. **Proceedings...** Jakarta: ICIBSoS, p. 52–57, 2012.

GEOFFRION, A.M. Generalized Benders decomposition. **Journal of Optimization Theory and Applications**, Berlin, v. 10, n. 4, p. 237–260, Oct. 1972.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global wind statistics**. Global Wind Energy Council. Washington D. C. 2016.

GONÇALVES, R. R. **Modelos de programação linear inteira mista para resolver problemas de otimização de sistemas de distribuição de energia elétrica radiais**. 2013. 209f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira, 2013.

GO, S.-I. et al. Development and test of conservation voltage reduction application for Korean Smart Distribution Management System. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 16., 2015, Denver. **Proceedings.**, Denver, p. 1–5, 2015.

GRUPO DE TRABALHO DE ENERGIA SOLAR – GTES. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. CEPREL-CRESESB. Rio de Janeiro. 2014.

HALLBERG, P. et al. **Active distribution system management – A key tool for the smooth integration of distributed generation**. Eurelectric TF Active System Management, Feb. 2013.

HEITSCH, H.; RÖMISCH, W. Scenario reduction algorithms in stochastic programming. **Computational Optimization and Applications**. Berlin, v. 24, n. 2–3, p. 187–206, Feb. 2003.

HERRANZ, R. et al. Optimal demand-side bidding strategies in electricity spot markets. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 27, n. 3, p. 1204–1213, August 2012.

HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N. Multiple distributed generator placement in primary distribution networks for loss reduction. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, New York, v. 60, n. 4, p. 1700–1708, Apr. 2013.

HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N.; BANSAL, R. An optimal investment planning framework for multiple distributed generation units in industrial distribution systems. **Applied Energy**, Amsterdam, v. 124, n. 1, p. 62–72, 2014.

HWANG, P.-I.; MOON, S.-I.; AHN, S.-J. A conservation voltage reduction scheme for a distribution systems with intermittent distributed generators. **Energies**, Basel, v. 9, p. 1–18, Aug. 2016.

IBM ILOG AMPL. **User's Guide: Standard (Command-line) version including CPLEX directives**, May 2010. Disponível em: <<http://ampl.com/BOOKLETS/amplplex122userguide.pdf>>. Acesso em: 3 Março. 2018.

IEEE PES DISTRIBUTION SYSTEM ANALYSIS SUBCOMMITTEE'S-DSAS. **IEEE 123 Node Test Feeder**, 2014. Disponível em: < <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html> >. Acesso em: 3 Março, 2018.

IEEE PES DISTRIBUTION SYSTEM ANALYSIS SUBCOMMITTEE'S-DSAS. **IEEE 34 Node Test Feeder**, 2010. Disponível em: < <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html> >. Acesso em: 3 Março, 2018.

IEEE Standards Coordinating Committee 21. IEEE standard conformance test procedures for equipment interconnecting distributed resources with electric power systems – Amendment 1. **IEEE Standard 1547.1a-2015 (Amendment to IEEE Std 1547.1-2005)**, New York, p. 1–27, May 2015.

IEEE Standards Coordinating Committee 21. IEEE standard conformance test procedures for equipment interconnecting distributed resources with electric power systems. **IEEE Standard 1547.1-2005**, New York, p. 1–29, Jul. 2003.

KULMALA, A.; REPO, S.; JÄRVENTAUSTA, P. Coordinated voltage control in distribution networks including several distributed energy resources. **IEEE Transactions on Smart Grid**, New York, v. 5, n. 4, p. 2010–2020, Jul. 2014.

IEEE TASK FORCE ON LOAD REPRESENTATION FOR DYNAMIC PERFORMANCE. Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 10, n. 1, p. 523–538, 1995.

KEANE, A. et al. State-of-the-art techniques and challenges ahead for distributed generation planning and optimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 28, n. 2, p. 1493–1502, May 2013.

KEANE, A.; O'MALLEY, M. Optimal utilization of distribution networks for energy harvesting. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 22, n. 1, p. 467–475, Feb. 2007.

KENNEDY, B. W.; FLETCHER, R. H. Conservation voltage reduction (CVR) at Snohomish County PUD. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 6, n. 3, p. 986–998, 1991.

KIRSHNER, D. Implementation of conservation voltage reduction at Commonwealth Edison. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 5, n. 4, p. 1178–1181, 1990.

KORUNOVIC, L. M. et al. Processing of load parameters based on existing load models. In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES EUROPE - ISGT EUROPE, 3., 2012, Berlin. **Proceedings...** Berlin: IEEE, 2012. p. 1–6.

LAURIA, D. M. Conservation Voltage Reduction (CVR) at Northeast Utilities. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 2, n. 4, p. 1186–1191, Oct. 1987.

LEFEBVRE, S. et al. Measuring the efficiency of voltage reduction at Hydro-Québec distribution. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING - CONVERSION AND DELIVERY OF ELECTRICAL ENERGY IN THE 21ST CENTURY, 9., 2008, Pittsburgh. **Proceedings...** Pittsburgh: IEEE, p. 1–7, 2008.

LIN, C. J. et al. Dynamic load models in power systems using the measurement approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 8, n. 1, p. 309–315, Feb. 1993.

LIU, Z. P.; WEN, F. S.; LEDWICH, G. Optimal siting and sizing of distributed generators considering uncertainties. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 26, n. 4, p. 2541–2551, Oct. 2011.

MA, J. et al. Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 4, n. 1, p. 200–209, January 2013.

MANBACHI, M. et al. Real-time co-simulation platform for smart grid volt-var optimization using IEC 61850. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, New York, v. 12, n. 4, p. 1392–1402, Aug. 2016.

MASTERS, G. M. **Renewable and Efficient Electric Power Systems**. Hoboken: John Wiley & Sons, 2004.

MAVROTAS, G. Effective implementation of the e-constraint method in Multi-Objective Mathematical Programming problems. **Applied Mathematics and Computation**, New York, v. 213, n. 2, Jul. 2009.

MILOSEVIC, B.; BEGOVIC, M. Capacitor placement for conservative voltage reduction on distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 19, n. 3, p. 1360–1367, July 2004.

MURPHY, C.; SOROUDI, A.; KEANE, A. Information Gap Decision Theory-based congestion and voltage management in the presence of uncertain wind power. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 7, n. 2, p. 841–849, April 2016.

NEW YORK STATE ENERGY PLANNING BOARD. **The Energy Lead, 2015 New York State Energy Plan**. New York, vol. 1, 2015. Disponível em: <<https://energyplan.ny.gov/Plans/2015>>. Acesso em: 3 Março, 2018.

NIKNAM, T.; ZARE, M.; AGHAEI, J. Scenario-based multiobjective volt/var control in distribution networks including renewable energy sources. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 27, n. 4, p. 2004–2019, Oct. 2012.

OCHOA, L. F.; DENT, C. J.; HARRISON, G. P. Distribution network capacity assessment: variable DG and active networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 25, n. 1, p. 87–95, Feb. 2010.

OCHOA, L. F.; KEANE, A.; HARRISON, G. P. Minimizing the reactive support for distributed generation: enhanced passive operation and smart distribution networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 26, n. 4, p. 2134–2142, Nov. 2011.

PADILHA-FELTRIN, A. P.; QUINJANO, D. A.; MANTOVANI, J. R. S. Volt-VAR multiobjective optimization to peak-load relief and energy efficiency in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 30, n. 2, p. 618–626, Apr.

PAPAVASILIOU, A.; OREN, S. S. Large-scale integration of deferrable demand and renewable energy sources. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 29, n. 1, p. 489–499, January 2014.

PASHA, A. M. et al. Conservation voltage reduction for autonomous microgrids based on V–I droop characteristics. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 8, n. 3, p. 1076–1085, Jul. 2017.

PESKIN, M. A.; POWELL, P. W.; HALL, E. J. Conservation voltage reduction with feedback from advanced metering infrastructure. In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION - T&D, 11., 2012, Orlando. **Proceedings...** Orlando: IEEE, p. 1–8, 2012.

PILO, F.; PISANO, G.; SOMA, G. G. Optimal coordination of energy resources with a two-stage online active management. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, New York, v. 58, n. 10, p. 4526–4537, Oct. 2011.

PREISS, R. F.; WARNOCK, V. J. Impact of voltage reduction on energy and demand. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, New York, v. 97, n. 5, p. 1665–1671, Sept. 1978.

QUIJANO, D. A.; PADILHA-FELTRIN, A. Assessment of conservation voltage reduction effects in networks with distributed generators. In: INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA (ISGT LATAM), 2015, Montevideo. **Proceedings...**Montevideo: IEEE, p. 393–398, 2015.

RAHMANIANI, R.; CRAINIC, T. G.; GENDREAU, M.; REI, W. The Benders decomposition algorithm: A literature review. **CIRRELT**, 2016-30, Québec, Jun. 2016. Disponível em: <<https://www.cirrelt.ca/DocumentsTravail/CIRRELT-2016-30.pdf>>. Acesso em: 3 Março, 2018.

REDDY, S. S.; BIJWE, P. R.; ABHYANKAR, A. R. Real-time economic dispatch considering renewable power generation variability and uncertainty over scheduling period. **IEEE Systems Journal**, New York, v. 9, n. 4, p. 1440–1451, December 2015.

RIZY, D. T. et al. Impacts of varying penetration of distributed resources with and without Volt/Var control: case study of varying load types. In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 2011, Detroit. **Proceedings...**Detroit: p. 1–7, 2011.

RUEDA-MEDINA, A. C.; PADILHA-FELTRIN, A. Distributed generators as providers of peactive power support—A market approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 28, n. 1, p. 490–502, Feb. 2013.

RUEDA, A. C. **Valoração de serviços ancilares de geradores distribuídos**. 2012. 169 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista - UNESP, Ilha Solteira, 2012.

SAINT-PIERRE, A.; MANCARELLA, P. Active distribution system management: a dual-horizon scheduling framework for DSO/TSO interface under uncertainty. **IEEE Transactions on Smart Grid**, New York, v. 8, n. 5, p. 2186–2197, Sept. 2017.

SALAMEH, Z. M.; BOROWY, B. S.; AMIN, A. R. A. Photovoltaic module-site matching based on the capacity factors. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, New York, v. 10, n. 2, p. 326–332, Jun 1995.

SARFATI, M.; HESAMZADEH, M.; MARTÍNEZ, P. B. A probabilistic spot market design for reducing real-time balancing costs. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 15., 2014, National Harbor. **Proceedings...** National Harbor: IEEE, p. 1–5, 2014.

SCHNEIDER, et al. **Evaluation of Conservation Voltage Reduction (CVR) on national level**. Richland: Pacific Northwest National Laboratory, U.S Department of Energy, Oak Ridge, 2010 (PNNL 19596).

SEN, P. K.; LEE, K. H. Conservation voltage reduction technique: an application guideline for smarter grid. **IEEE transactions on industry applications**, New York, v. 52, n. 3, p. 2122–2128, May 2016.

SHAH, B.; BOSE A.; SRIVASTAVA A. Load modeling and voltage optimization using smart meter infrastructure. In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES - ISGT, 4., 2013, Washington. **Proceedings...** Washington: IEEE, 2012.

SHAHIDEHPOUR, M.; YAMIN, H.; LI, Z. **Market Operations in Electric Power Systems**. Hoboken: John Wiley & Sons, 2002.

SHAPIRO, A.; PHILPOT, A. **A tutorial in stochastic programming**. Atlanta: [s.n.], 2007. Disponível em: <http://www2.isye.gatech.edu/people/faculty/Alex_Shapiro/TutorialSP.pdf>. Acesso em: 3 Março. 2018.

SHORT, T. A.; MEE, R. W. Voltage reduction field trials on distributions circuits. In: IEEE PES TRANSMISSION AND DISTRIBUTION CONFERENCE AND EXPOSITION - T&D, 11., 2012, Orlando. **Proceedings...** Orlando: IEEE, 2012. p. 1–6.

SIANO, P. Evaluating maximum wind energy exploitation in active distribution networks. **IET Generation Transmission Distribution**, Stevenage, v.4, n. 5, p. 598–608, Jan. 2010.

SINGH, D.; MISRA, R. Effect of load models in distributed generation planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 22, n. 4, p. 2204–2212, Nov. 2007.

SINGH, D.; SINGH, D.; VERMA, K. S. Multiobjective optimization for DG planning with load models. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 24, n. 1, p. 427–436, Feb. 2009.

SINGH, R. et al. Effects of distributed energy resources on conservation voltage reduction (CVR). In: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, 9., 2011, San Diego. **Proceedings...** San Diego: IEEE, 2011. p. 1–7.

SOROUDI, A.; AMRAEE, T. Decision making under uncertainty in energy systems: State of the art. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Amsterdam, v. 28, n. 2013, p. 376–384, Dec. 2013.

STOJANOVIĆ, D. P.; KORUNOVIĆ, L. M.; MILANOVIĆ. Dynamic load modeling based on measurements in medium voltage distribution network. **Electric power systems research**, Lausanne, v. 78, n. 2, p. 228–238, 2008.

THE INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **SNAPSHOT OF GLOBAL PHOTOVOLTAIC MARKETS**. The International Energy Agency. Paris. 2016. (PVPS T1-31:2017).

TURITSYN, K. et al. Distributed control of reactive power flow in a radial distribution circuit with high photovoltaic penetration. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 11., 2010, Minneapolis. **Proceedings...** IEEE: Minneapolis, p. 1–6, 2010.

ULUSKI R. W. VVC in the smart grid era. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 8., 2010, Minneapolis. **Proceedings...**Minneapolis: IEEE, 2010. p. 1–7.

VAN SLYKE, R.; WETS, R.J-B. L-shaped linear programs with applications to optimal control and stochastic programming. **SIAM Journal on Applied Mathematics**, Philadelphia, v. 17, n. 4, 638–663, Jul. 1969.

VLACHOS, A. G.; BISKAS, P. N. Demand response in a real-time balancing market clearing with pay-as-bid pricing. **IEEE Transactions on Smart Grid**, New York, v. 4, n. 4, p. 1966–1975, December 2013.

VOVOS, P. N.; BIALEK, J. W. Direct incorporation of fault level constraints in optimal power flow as a tool for network capacity analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 20, n. 4, p. 2125–2134, Nov. 2005.

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

WANG, Z.; CHEN, B.; WANG, J. Stochastic DG placement for conservation voltage reduction based on multiple replications procedure. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 30, n. 3, p. 1039–1047, Jun. 2015.

WANG, S. et al. Distributed generation hosting capacity evaluation for distribution systems considering the robust optimal operation of OLTC and SVC. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, New York, v. 7, n. 3, p. 1111–1123, Jul. 2016.

WANG, J.; SHAHIDEHPOUR, M.; LI, Z. Security-constrained unit commitment with volatile wind power generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 23, n. 3, p. 1319–1327, August 2008.

WANG, Z. et al. MPC-based voltage/var optimization for distribution circuits with distributed generators and exponential load models. **IEEE Transactions on Smart Grid**, New York, v. 5, n. 5, p. 2412–2420, september 2014a.

WANG, Z. et al. Robust optimization based optimal DG placement in microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, New York, v. 5, n. 5, p. 2173–2182, Sept. 2014b.

WANG, Z.; WANG, J. Review on implementation and assessment of conservation voltage reduction. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 29, n. 3, p. 1306–1315, May 2014.

YEH, H. G.; GAYME, D. F.; LOW, S. H. Adaptive VAR control for distribution circuits with photovoltaic generators. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 27, n. 3, p. 1656–1663, Aug. 2012.

ZHANG, L. et al. Coordinated day-ahead reactive power dispatch in distribution network based on real power forecast errors. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 31, n. 3, p. 2472–2480, May. 2016.

ZHU et al., Impact of DG placement on reliability and efficiency with time-varying loads. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 21, n. 1, p. 419–427, Feb. 2006.

Zio, E. et al. Monte Carlo simulation-based probabilistic assessment of DG penetration in medium voltage distribution networks. **International Journal Electrical Power and Energy Systems**, Amsterdam, v. 64, p. 852–860, Jan. 2015.

APÊNDICE A – DECOMPOSIÇÃO DOS PROBLEMAS \mathcal{P}^1 , \mathcal{P}^2 e \mathcal{P}^3

A formulação do problema mestre na iteração i para o problema \mathcal{P}^1 é a seguinte:

$$\max: f_1 = \sum_{j \in \mathcal{G}} PIC_j \quad (193)$$

s.a:

Restrições em: (88) – (92)

Restrições em: (93) – (111), $\forall s \in \bar{S}$

$$\begin{aligned} Q_s^{(l)} \geq & - \sum_{j \in \mathcal{G}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \chi_{j,t,s}^{(l)} \Psi_{t,s} (PIC_j^{(l)} - PIC_j) - \sum_{j \in \mathcal{R}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \phi_{j,t,s}^{(l)} \Delta tap_j (tap_{j,t}^{(l)} - tap_{j,t}) + \\ & \sum_{j \in \mathcal{G}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{u \in \mathcal{U}} \theta_{j,t,u,s}^{(l)} \delta_u (PIC_j^{(l)} - PIC_j), \quad \forall l \in D, \forall s \in I^{(l)} \end{aligned} \quad (194)$$

onde a restrição (194) corresponde aos cortes de factibilidade. Os subproblemas do problema \mathcal{P}^1 são dados pelas restrições (93) – (111) avaliadas para os cenários $s \in S \setminus \bar{S}$. Uma vez que não possuem função objetivo, os subproblemas apenas geram cortes de factibilidade no problema mestre. Neste caso, os valores das variáveis duais $\chi_{j,t,s}^{(l)}$, $\phi_{j,t,s}^{(l)}$, $\theta_{j,t,u,s}^{(l)}$ e os custos $Q_s^{(l)}$ são derivados da fase I do método simplex dos subproblemas infactíveis para as propostas do problema mestre na iteração l . O algoritmo converge quando as decisões do problema mestre satisfazem as restrições de todos os subproblemas.

A formulação do problema mestre na iteração i para o problema \mathcal{P}^2 é a seguinte:

$$\min: \sum_{s \in \bar{S}} \rho'_s \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{j \in \Omega_b} Pl_{j,t,s} + \sum_{ij \in \Omega_l} r_{ij} I_{ij,t,s}^{sqr} \right) + \sum_{s \in S \setminus \bar{S}} \rho'_s z_s \quad (195)$$

s.a:

Restrições em: (88) – (92)

Restrições em: (93) – (111), $\forall s \in \bar{S}$

$$\begin{aligned} z_s - Q_s^{(l)} \geq & - \sum_{j \in \mathcal{G}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \chi_{j,t,s}^{(l)} \Psi_{t,s} (PIC_j^{(l)} - PIC_j) - \sum_{j \in \mathcal{R}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \phi_{j,t,s}^{(l)} \Delta tap_j (tap_{j,t}^{(l)} - tap_{j,t}) \\ & + \sum_{i \in \mathcal{G}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{u \in \mathcal{U}} \theta_{i,t,u,s}^{(l)} \delta_u (P_i^{ic(l)} - P_i^{ic}), \quad \forall l \in K, \forall s \in S \setminus \bar{S} \end{aligned} \quad (196)$$

$$\begin{aligned}
Q_s^{(l)} \geq & - \sum_{j \in \mathcal{G}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \chi_{j,t,s}^{(l)} \Psi_{t,s} (PIC_j^{(l)} - PIC_j) - \sum_{j \in \mathcal{R}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \phi_{j,t,s}^{(l)} \Delta tap_j (tap_{j,t}^{(l)} - tap_{j,t}) + \\
& \sum_{j \in \mathcal{G}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{u \in \mathcal{U}} \theta_{j,t,u,s}^{(l)} \delta_u (PIC_j^{(l)} - PIC_j), \quad \forall l \in D, \quad \forall s \in I^{(l)}
\end{aligned} \tag{197}$$

Neste caso, os subproblemas podem gerar no problema mestre cortes de otimalidade (196) e cortes de factibilidade (197). As variáveis $z_s \in \mathbb{R}$ substituem no problema mestre as funções objetivo dos subproblemas correspondentes aos cenários $s \in S \setminus \bar{S}$. No caso dos cortes de otimalidade, os valores das variáveis duais $\chi_{j,t,s}^{(l)}$, $\phi_{j,t,s}^{(l)}$, $\theta_{j,t,u,s}^{(l)}$ e os custos $Q_s^{(l)}$ são obtidos da solução ótima dos subproblemas na iteração l . Para \mathcal{P}^2 , os subproblemas correspondentes aos cenários $s \in S \setminus \bar{S}$ são dados por:

$$Q_s = \min: \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{j \in \Omega_b} Pl_{j,t,s} + \sum_{ij \in \Omega_l} r_{ij} I_{ij,t,s}^{sqr} \right) \tag{198}$$

Restrições em: (93) – (111)

Neste caso o algoritmo converge quando a condição $UB - LB \leq \epsilon$ é satisfeita. A formulação do problema mestre na iteração i para o problema \mathcal{P}^3 é a seguinte:

$$\max: f_1 = \sum_{j \in \mathcal{G}} PIC_j \tag{199}$$

s.a:

Restrições em: (88) – (92)

Restrições em: (93) – (111), $\forall s \in \bar{S}$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{j \in \Omega_b} Pl_{j,t,s} + \sum_{ij \in \Omega_l} r_{ij} I_{ij,t,s}^{sqr} \right) \leq \epsilon_s^l, \quad \forall s \in \bar{S} \tag{200}$$

$$\begin{aligned}
Q_s^{(l)} \geq & - \sum_{j \in \mathcal{G}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \chi_{j,t,s}^{(l)} \Psi_{t,s} (PIC_j^{(l)} - PIC_j) - \sum_{j \in \mathcal{R}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \phi_{j,t,s}^{(l)} \Delta tap_j (tap_{j,t}^{(l)} - tap_{j,t}) + \\
& \sum_{j \in \mathcal{G}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{u \in \mathcal{U}} \theta_{j,t,u,s}^{(l)} \delta_u (PIC_j^{(l)} - PIC_j), \quad \forall l \in D, \quad \forall s \in I^{(l)}
\end{aligned} \tag{201}$$

No caso de \mathcal{P}^3 , igual que em \mathcal{P}^1 , os subproblemas apenas geram cortes de factibilidade no problema mestre, e o algoritmo converge quando todos os subproblemas são factíveis para

as propostas do problema mestre. Os subproblemas para os cenários $s \in S \setminus \bar{S}$ são dados pelas restrições:

$$\begin{aligned} & \text{Restrições em: (93) – (111)} \\ & \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{j \in \Omega_b} Pl_{j,t,s} + \sum_{ij \in \Omega_l} r_{ij} l_{ij,t,s}^{sqr} \right) \leq \varepsilon_s^l \end{aligned} \quad (202)$$