

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Enoque Dutra Garcia

**METODOLOGIA DE BLOCOS FUNCIONAIS COM PREVISÃO DE
GRANDEZAS ELÉTRICAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
INTELIGENTES**

Santa Maria, RS
2018

Enoque Dutra Garcia

**METODOLOGIA DE BLOCOS FUNCIONAIS COM PREVISÃO DE GRANDEZAS
ELÉTRICAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTES**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Luciane Neves Canha

Santa Maria, RS
2018

Garcia, Enoque Dutra
METODOLOGIA DE BLOCOS FUNCIONAIS COM PREVISÃO DE
GRANDEZAS ELÉTRICAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO
INTELIGENTES / Enoque Dutra Garcia.- 2018.
164 p.; 30 cm

Orientador: Luciane Neves Canha
Coorientador: Paulo Ricardo da Silva Pereira
Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2018

1. Recursos de energia distribuídos 2. Recursos
flexíveis distribuídos 3. Previsão 4. Controle do sistema
de energia 5. Redes Elétricas Inteligentes I. Canha,
Luciane Neves II. Pereira, Paulo Ricardo da Silva III.
Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

© 2018

Todos os direitos autorais reservados a Enoque Dutra Garcia. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço:,Rua Carlos Cananea Ribeiro, 538. Taquari, RS. CEP: 95860-000

Fone (055) 51 997077672, E-mail: enoquedg@gmail.com

Enoque Dutra Garcia

**METODOLOGIA DE BLOCOS FUNCIONAIS COM PREVISÃO DE GRANDEZAS
ELÉTRICAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTES**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para a obtenção do título de **Doutor em Engenharia Elétrica.**

Aprovado em 22 de março de 2018:

Luciane Neves Canha, Dra. (UFSM)
(Presidente/Orientadora)

Paulo Ricardo da Silva Pereira, Dr. (UNISINOS)
(Coorientador)

Alzenira da Rosa Abaide, Dra. (UFSM)

Flávio Antônio Becon Lemos, Dr. (UFRGS)

Nelson Knak Neto, Dr. (URI)

Rafael Gressler Milbradt, Dr. (UFSM)

Santa Maria, RS
2018

"Sua tarefa não é de prever o futuro, mas sim de o permitir."

ANTOINE DE SAINT-EXUPÉRY

AGRADECIMENTO

Em primeiro lugar referencio as bênçãos de Deus por todas as oportunidades a mim concedidas, possibilitando minha formação acadêmica e profissional, que considero uma superação ao acesso tardio a energia elétrica e tecnologias correlatas.

Agradeço a Professora Dra. Luciane Neves Canha pela confiança, transmissão do conhecimento e importantes lições de vida. Sua vocação pela inovação transforma o estudante em pesquisador. Igualmente agradeço ao professor Paulo Ricardo Pereira da Silva pelas ideias desafiadoras, que foram indispensáveis para concretização deste trabalho.

Aos professores, funcionários e colegas do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria, meu muito obrigado.

Agradeço a minha família por permitir meu envolvimento com o doutorado. Destaco a importância da Gabi, minha parceira de todos os momentos, a qual me passou muita energia positiva para realização deste trabalho. Ao Bento, maior acontecimento da minha vida, que proporcionou a experiência indescritível de ser pai e se tornou minha inspiração na luta pelo aperfeiçoamento.

Especialmente cumprimento meus pais pela permissão concedida para encarar desafios pessoais desde a adolescência. A minha mãe Clair pelos ensinamentos de fé e ao meu pai Pedro pela valorização do trabalho.

Estendo meus agradecimentos aos meus irmãos: Isaque, Lídia, Jairo e famílias, pois vocês me possibilitaram acreditar mesmo nas condições imprevisíveis e valorizaram todas as minhas conquistas.

Meu obrigado a direção da CERTAJA e aos demais colegas de trabalho pelo estímulo à minha qualificação.

A todos os demais amigos e familiares sou grato pela compreensão durante o período que priorizei os estudos e subtraí os tempos de lazer.

RESUMO

METODOLOGIA DE BLOCOS FUNCIONAIS COM PREVISÃO DE GRANDEZAS ELÉTRICAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTES

AUTOR: Enoque Dutra Garcia
ORIENTADORA: Luciane Neves Canha
COORDINADOR: Paulo Ricardo da Silva Pereira

Os sistemas de distribuição estão passando por mudanças estruturais e topológicas, principalmente devido à influência dos novos recursos energéticos distribuídos, inseridos ao longo dos alimentadores. Neste contexto, o crescimento das Redes Elétricas Inteligentes requer a evolução das ferramentas de controle e operação, uma vez que a tomada de decisões deve promover ações proativas. Nesse sentido, essa tese propõe um método para subdividir o sistema de distribuição em blocos funcionais de rede, associados a um método de previsão de grandezas elétricas distribuídas. Os blocos funcionais permitem que os recursos sejam organizados de forma a fornecer informações suficientes para realizar análises avançadas de uma região geoeletrica. As decisões proativas nos blocos funcionais da rede consideram a previsão de variáveis no curtíssimo prazo (tensão, corrente, potência ativa e potência reativa). Essas previsões são baseadas em um método desenvolvido na tese para seleção de técnicas de previsão, que leva em consideração as informações *online* e dados históricos para o ordenamento das técnicas conforme performance da previsão. As metodologias desenvolvidas proporcionam maior flexibilidade para as redes inteligentes em relação às mudanças que ocorrem nas redes de distribuição na presença de recursos flexíveis distribuídos, gerenciamento de demanda, otimização do controle de tensão e reativos, proteção, reconfiguração automática, autorecomposição das redes, armazenamento de energia e veículos elétricos.

Palavras-chave: Recursos de energia distribuídos. Recursos flexíveis distribuídos. Previsão. Controle do sistema de energia. Redes Elétricas Inteligentes.

ABSTRACT

FUNCTIONAL BLOCKS METHODOLOGY WITH FORECASTING OF ELECTRICAL QUANTITIES FOR SMART GRIDS

AUTHOR: Enoque Dutra Garcia
ADVISOR: Luciane Neves Canha
COADVISOR: Paulo Ricardo da Silva Pereira

Distribution systems are undergoing structural and topological changes, mainly due to the influence of the new distributed energy resources inserted along the feeders. In this context, the growth of the Smart Grids requires the evolution of the control and operation tools, since the decisions-making should promote proactive actions. In this sense, the present thesis proposes a method for subdividing the distribution system into grid functional blocks, associated to a method of forecasting distributed electric quantities. The functional blocks allow the assets to be organized in a way to provide sufficient information to perform advanced analyzes of a geoelectric region. The proactive decisions in the grid functional blocks are then taken from the very short term forecast of variables (voltage, current, active power and reactive power). These forecasts are based on an innovative method of selection of forecasting techniques, which takes into account the online and historical information for the performance ranking of forecasting techniques. The developed methodologies provide greater flexibility for the Smart Grids regarding to the dynamic changes that occur in the distribution grids in the presence of distributed flexible resources, demand management, Volt-VAR Optimization, Conservation Voltage Reduction, protection, automatic reconfiguration, self-healing, storage and electric vehicles.

keywords: Distributed Energy Resources. Distributed Flexible Resources. Forecasting. Power system control. Smart Grids.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Efeitos das mudanças no sistema de distribuição.....	25
Figura 2.1 – Equipamento operando de modo autônomo	32
Figura 2.2 – Equipamento operando de forma integralizada.....	34
Figura 2.3 – Interação dos elementos de rede com módulo de previsão	35
Figura 2.4 – Subdivisões usuais do sistema elétrico.....	36
Figura 2.5 – Subdivisão na forma de blocos relativos a carga	37
Figura 2.6 – VVO no sistema de distribuição	40
Figura 2.7 – Subdivisão por bloco relativo a zona de regulação	40
Figura 3.1 – Fluxograma desenvolvido para o processo do Configurador de BFR ...	48
Figura 3.2 – Ilustração de subdivisões contíguas.....	50
Figura 3.3 – Ilustração de subdivisões sobrepostas.....	51
Figura 3.4 – Ordenamento de índices por Lógica Fuzzy	54
Figura 3.5 – Ordenamento de índices por TOPSIS.....	55
Figura 3.6 – Método desenvolvido para o Ordenamento de Índices de BFR	56
Figura 3.7 – Fluxograma do método de seleção de técnicas do PGE.....	60
Figura 3.8 – Condições para habilitação da técnica para seleção	62
Figura 3.9 – Janelas de dados referente as amostras por patamares	65
Figura 3.10 – Condições para operabilidade da metodologia	66
Figura 3.11 – Recursos explorados para previsão de grandezas	67
Figura 4.1 – Sistema IEE 123 Barras Original.....	72
Figura 4.2 – Sistema IEE 123 Barras Adaptado após ordenação dos elementos	73
Figura 4.3 – Fluxograma para obter dados do IEEE 123 Adaptado	75
Figura 4.4 – Curva de carga aplicada no IEEE 123 Adaptado.	76
Figura 4.5 – Equipamentos membros do BFR Teste – IEEE	83
Figura 4.6 – Perfil de carga em quatro pontos de monitoramento do BFR Teste – IEEE	84
Figura 4.7 – Perfil de tensão nos pontos de monitoramento do BFR Teste – IEEE ..	85
Figura 4.8 – Detalhe do equipamento "1" equivalente ao PM Teste - IEEE.....	87
Figura 4.9 – Alimentador após ordenação dos elementos.	91
Figura 4.10 – Grandezas elétricas da fase A do PM Teste – AL.....	96
Figura 4.11 – Detalhe das grandezas elétricas da fase A do PM Teste – AL	97
Figura 4.12 – Detalhe dos pontos PMRI e PMRF	103
Figura 4.13 – Composição do PGE aplicado para tensão.....	103
Figura 4.14 – Esquema do controle de recursos distribuídos	105
Figura 4.15 – Potencialidade de interação entre os elementos.....	107
Figura 4.16 – Modelo proposto para sistemas multiagentes.	107
Figura 4.17 – Regulador de tensão operando no modo autônomo com Previsor ...	109
Figura 4.18 – Regulador de tensão operando no modo autônomo inteligente	110
Figura 4.19 – Ponto de Monitoramento com PGE Centralizado.....	110
Figura 4.20 – Níveis de atuações do controle de DSM	111
Figura 4.21 – Esquema de módulo inteligente do controle de DSM.....	112
Figura 4.22 – Esquema de controle de tensão com módulo inteligente	113
Figura 4.23 – VVO com Previsor de Grandezas – Módulo Centralizado.....	114

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Ordenação dos elementos do IEEE 123 Adaptado	73
Tabela 4.2 – Subdivisões candidatas a BFR no IEEE 123 Adaptado	74
Tabela 4.3 – Potência dos elementos distribuídos do IEEE 123 Adaptado.....	77
Tabela 4.4 – Características do IEEE 123 Adaptado	79
Tabela 4.5 – Índices das subdivisões candidatas para aplicação de VVO.....	80
Tabela 4.6 – Ordenamento de SCB para aplicação de VVO em BFR	80
Tabela 4.7 – Ordenamento de SCB para aplicação de DSM em BFR	81
Tabela 4.8 – Erros médios do conjunto de treinamento no PM Teste – IEEE.....	88
Tabela 4.9 – PGE em relação a melhor técnica no treino do PM Teste – IEEE.....	88
Tabela 4.10 – Erros médios do conjunto de teste no PM Teste – IEEE	88
Tabela 4.11 – Ganho do PGE <i>versus</i> melhor técnica no teste do PM Teste – IEEE	88
Tabela 4.12 – Frequência de erros do PGE no conjunto teste do PM Teste – IEEE	89
Tabela 4.13 – Pontos de monitoramento do alimentador	90
Tabela 4.14 – Subdivisões candidatas a BFR no alimentador	91
Tabela 4.15 – Índices de Ordenamento de VVO obtidos para o Alimentador	93
Tabela 4.16 – Índices de Ordenamento de DSM obtidos para o Alimentador.....	94
Tabela 4.17 – Erro absoluto por amostra referente a tensão no PM Teste – AL	98
Tabela 4.18 – Técnica selecionada para previsão de tensão no PM Teste – AL.....	99
Tabela 4.19 – Erro absoluto por amostra referente a corrente no PM Teste – AL ..	100
Tabela 4.20 – PGE <i>versus</i> melhor técnica para corrente no PM Teste - AL	101
Tabela 4.21 – Erro absoluto por amostra da potência reativa no PM Teste - AL	102
Tabela 4.22 – Sequência da aplicação do PGE para tensão	104
Tabela 4.23 – Dados do PMRI e PMRF para aplicação do Analisador de BFR	104
Tabela 4.24 – Resultados do Analisador de BFR para PMRI e PMRF	105

LISTA DE ABREVEATURAS E SIGLAS

A	Área
ADMS	<i>Advanced Distribution Systems Management</i>
AE	Armazenamento de energia
AL	Alimentador
AMI	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
ANFIS	Sistema de Inferência <i>Neurofuzzy</i> Adaptativo
BC	Banco de capacitor
BEA_{PMt_k}	Balço de energia ativa no PM em análise, no instante de tempo t_k
BEQ_{PMt_k}	Balço de energia reativa no PM em análise, no instante de tempo t_k .
BFR	Blocos Funcionais de Rede
CVR	<i>Conservation Voltage Reduction</i>
D	Disjuntor
DER	<i>Distributed Energy Resources</i>
DFR	<i>Distributed Flexible Resources</i>
D_i	Demanda instantânea
$D_{máx}$	Demanda máxima no intervalo τ
DSM	<i>Demand Side Management</i>
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
E	Energia
$EAGT_{t_k}$	Erro apurado na amostra A para Grandeza G pela Técnica T
$ECGT_{t_k}$	Erro apurado no Conjunto C para Grandeza G pela Técnica T
EMT	Extensão de Média Tensão
EP_G	Erro médio obtido pelo PGE para grandeza G
ET_T	Erro médio obtido pela Técnica individual T para grandeza G
f_{perda}	Fator de perdas
$FP_{PPMA_{t_k}}$	Fator de perdas de potência ativa no PM em análise, no instante de tempo t_k .
$FP_{SPMA_{t_k}}$	Fator de perdas de potência aparente no PM em análise, no instante de tempo t_k .
G	Grandeza
GD	Geração Distribuída
GIS	<i>Geographic Information System</i>
HWA	<i>Holt-Winters</i> Aditivo
HWM	<i>Holt-Winters</i> Multiplicativo
I	Corrente Elétrica
I_{DD}	Índice DER e DFR
IED	Dispositivos Eletrônicos Inteligentes
IoT	Internet das Coisas
I_P	Índice de Potência
ITG_{t_k}	Índice de desempenho da técnica T para grandeza G no horizonte de tempo k

I _{VV}	Índice Volt e VAR
MDMS	Meter Data Management System
MMP	Média Móvel Ponderada
NARX	Nonlinear Autoregressive Network with Exogenous Inputs
OI	Ordenamento de Índices
O _{IP}	Ordenamento I _P
O _{IVV}	Ordenamento I _{VV}
O _{IDD}	Ordenamento I _{DD}
OITG _{tk}	Ordenamento ITG _{tk} .
OMS	<i>Outage Mangement System</i>
P	Potência Ativa
PDT	Potência Nominal dos Transformadores de Distribuição
PGE	Previsor de Grandezas Elétricas
PHEV	<i>Plug-in Hybrid Electric Vehicle</i>
PM	Ponto de Monitoramento
PMRI	Ponto de Monitoramento para Referência Inicial
PMRF	Ponto de Monitoramento para Referência Final
PMT	Pontos de Monitoramento Teste
PMU	Unidades de Medição Fasorial
P _{PMAtk}	Potência ativa no PM em análise, no instante de tempo t _k
P _{PMRtk}	Potência ativa no PM de referência, no instante de tempo t _k
PTG	Peso atribuído a técnica T para grandeza G.
Q	Potência Reativa
QDD	Quantidade de equipamentos de DER e de DFR
Quantidade de equipamentos de Volt/VAR	
Q _{PMAtk}	Potência reativa no PM em análise, no instante de tempo t _k
Q _{PMRtk}	Potência reativa no PM de referência, no instante de tempo t _k
R	Religador
REI	Redes Elétricas Inteligentes
RLM	Regressão Linear Múltipla
RNA	Redes Neurais Artificiais
RNF	Rede <i>Neurofuzzy</i>
RT	Regulador de tensão 1
RTU	Remote Terminal Units
SCADA	<i>System of Control and Data Acquisition</i>
SCB	Subdivisão Candidata a Bloco
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrica de Potência
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
T	Técnica
TAP	Terminal de Ajuste de Potencial
TCUL	TAP Change Under Load
t _i	Instante t.
TIC	Tecnologia da Informação e Comunicação

t_k	Instante de tempo para o passo $k=1, \dots, n$.
V	Tensão
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>
V_{PMAtk}	Tensão no PM em análise, no instante de tempo t_k .
V_{PMRtk}	Tensão no PM de referência, no instante de tempo t_k
$V_{Pt_{k+1}}$	Valor previsto no horizonte $k+1$ (um passo à frente)
V_{Rt_k}	Valor real no horizonte k (último valor conhecido)
VVO	<i>Volt-VAR Optimization</i>
UAC	Unidades de Aquisição e Controle
W_P	Peso relacionado ao Índice de Potência (I_P).
W_{VV}	Peso relacionado ao Índice Volt e VAR (I_{VV}).
W_{DD}	Peso relacionado ao Índice DER e DFR (I_{DD})
WMA	<i>Weighted Moving Average</i>
ZIP	Impedância, Corrente e Potência
ZRT	Zona de Regulação de Tensão
τ	Intervalo de tempo determinado.
ΔV_{PMAtk}	Diferença de tensão entre o PM em análise e o PM de referência, no instante de tempo t_k

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	23
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	23
1.2	MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA	24
1.3	CONTRIBUIÇÕES INOVADORAS	27
1.4	OBJETIVOS DO TRABALHO	28
1.5	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS	28
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	31
2.1	MONITORAMENTO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	31
2.2	SUBDIVISÕES PARA ANÁLISE DE SISTEMAS ELÉTRICOS	36
2.3	ASPECTOS DE CONTROLE DE TENSÃO E DE CONTROLE DE REATIVOS.....	38
2.4	MECANISMOS DE CONDICIONAMENTO DA ENERGIA ELÉTRICA	42
2.5	SUBDIVISÕES DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTES.....	44
3	METODOLOGIA	47
3.1	METODOLOGIA PARA CONFIGURAÇÃO DE BLOCOS FUNCIONAIS DE REDE.....	47
3.2	PREMISSAS PARA SUBDIVISÕES CANDIDATAS A BLOCOS FUNCIONAIS.....	49
3.3	ÍNDICES TÉCNICOS PARA ANÁLISE DE SUBDIVISÕES.....	51
3.3.1	Ordenamento de índices por Lógica Fuzzy	53
3.3.2	Ordenamento de índices por TOPSIS	54
3.3.3	Ordenamento de índices por método desenvolvido para BFR	56
3.4	ANÁLISE TÉCNICA DE BFR.....	57
3.4.1	Método de seleção de técnicas do Previsor de Grandezas Elétricas	59
3.4.2	Operabilidade do Previsor de Grandezas Elétricas	64
3.5	ABRANGÊNCIA DA METODOLOGIA DESENVOLVIDA	67
4	RESULTADOS EXPERIMENTAIS E DISCUSSÃO	71
4.1	SISTEMA IEEE 123 BARRAS ADAPTADO.....	71
4.2	CONFIGURADOR DE BFR APLICADO NO IEEE 123 BARRAS ADAPTADO	78
4.3	BFR TESTE A PARTIR DO IEEE 123 BARRAS ADAPTADO	82
4.3.1	Aplicação do PGE em Ponto de Monitoramento Teste	85
4.3.2	PGE em Ponto de Monitoramento Teste no IEEE 123 Adaptado	86
4.4	APLICAÇÃO DO CONFIGURADOR DE BFR NO ALIMENTADOR	89
4.4.1	Subdivisão do alimentador em BFR	92
4.4.2	Ponto de Monitoramento Teste do Alimentador	95
4.5	APLICAÇÃO DO EQUACIONAMENTO DE ANÁLISE DO BFR.....	103
4.6	CENÁRIO PARA APLICAÇÃO DO CONFIGURADOR DE BFR	105
4.6.1	Ponto de Monitoramento do BFR Teste - IEEE	108
4.6.2	Abrangência da metodologia desenvolvida	111
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	117
5.1	CONCLUSÕES.....	117
5.2	CONTRIBUIÇÕES DA TESE.....	119
5.3	SUGESTÕES DE CONTINUIDADE DOS TRABALHOS	119
5.4	PRODUÇÃO CIENTÍFICA	120
5.4.1	Trabalhos Publicados em Anais de Eventos (completo)	120
5.4.2	Artigo Completo Publicado em Periódico	121

5.4.3	Artigo Submetido em Periódico (aprovado aguardando publicação) ...	121
	REFERÊNCIAS.....	123
	APÊNDICE A – Recursos Distribuídos	133
	APÊNDICE B – Fundamentos para Previsões de Grandezas	
	Elétricas	137
	APÊNDICE C – Técnicas de Previsão Usadas na Seleção	145
	APÊNDICE D – Ferramentas para Simulação da Metodologia de	
	Previsão	159

1 INTRODUÇÃO

Neste primeiro capítulo são abordadas uma introdução, a justificativa, os objetivos do trabalho e a estrutura da tese.

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

De forma geral as descobertas científicas contribuem para evolução da humanidade, principalmente na questão da qualidade de vida. Entre os grandes fenômenos físicos está a eletricidade, cujas características continuam inspirando pesquisadores nos dias atuais.

É notável a importância da energia elétrica na realização das mais diversas atividades, talvez pela possibilidade de sua conversão em outras formas de energia com capacidade de uso final, como a força-motriz, a iluminação e a refrigeração.

No aspecto da evolução tecnológica da eletricidade se observa um avanço moderado, principalmente no segmento de distribuição de energia elétrica, quando comparada a outras áreas como Tecnologia da Informação e Comunicação (TIC) e Internet das Coisas (IoT).

De qualquer forma, o setor de distribuição de energia elétrica não ficou completamente estagnado, pois recursos de automação e telemetria foram inseridos a equipamentos instalados nas subestações. Esses recursos também estão sendo expandidos aos equipamentos de proteção e controle alocados ao longo dos alimentadores, aos transformadores de distribuição e aos medidores de energia instalados nas unidades consumidoras. Assim, conceitos importantes como a abrangência das Redes Elétricas Inteligentes (REI), do inglês *Smart Grids*, geram oportunidades de pesquisas e desenvolvimento de soluções baseadas nas informações *online* num cenário de elevado nível de monitoramento.

O conceito de REI abrange: geração distribuída (GD), microrredes (OUAMMI et al., 2015), sistema de compensação de energia elétrica - conhecido pelo termo em inglês *net metering* (ANEEL, 2012; PANDI, AL-HINAI e FELIACHI, 2017), armazenamento de energia (LAMADRID, 2015), *Virtual Power Plant* (ZAMANI et al., 2017), *Electric Springs* (Chaudhuri et al., 2014), gerenciamento da demanda (HAN, SUN e FAN, 2017) e veículos elétricos (LÓPEZ et al., 2015).

A tese desenvolvida propõe uma metodologia para subdivisão dos alimentadores no que se denominou Blocos Funcionais de Rede (BFR), com recursos de previsão de grandezas elétricas. De tal modo, potencializa a realização de ações proativas considerando os equipamentos como pontos de monitoramento dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Na tese é adotado o termo “grandeza elétrica”, uma vez que as análises são referentes ao regime permanente e os dados disponíveis são comumente valores eficazes registrados no sistema supervisório em intervalos de alguns segundos ou minutos. Assim, difere de aplicações para análise de sinais elétricos detalhados em micro e milissegundos (RIBEIRO, 2014; KAGAN, 2011).

A seguir são descritos os principais motivos que levaram a desenvolver este trabalho.

1.2 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

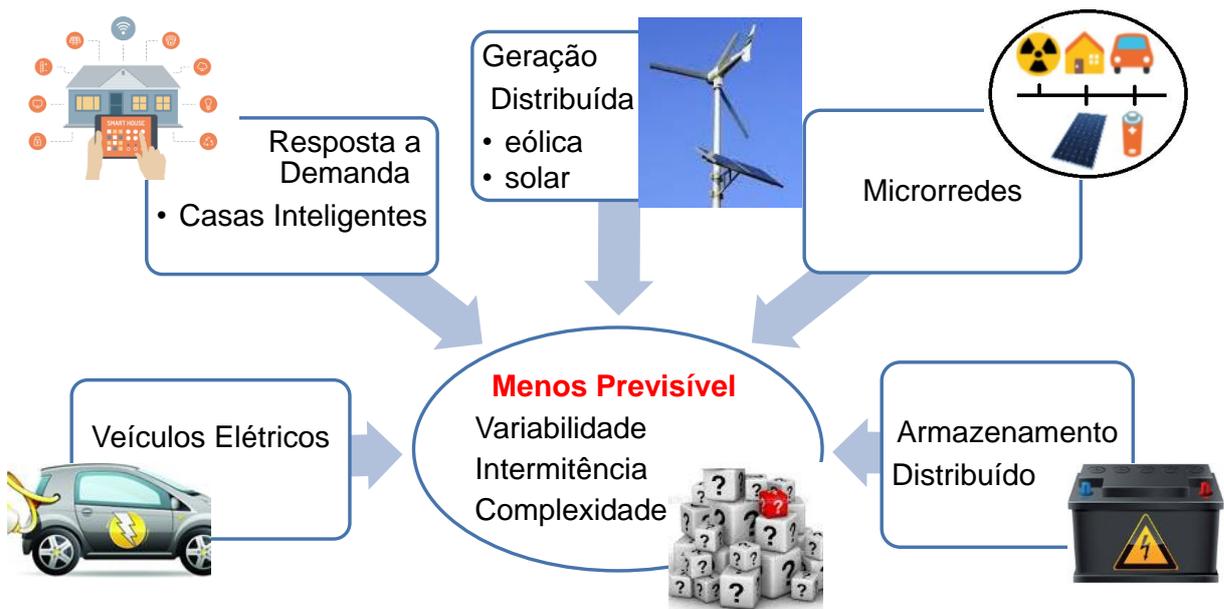
Os projetos pilotos e pesquisas sobre REI afastam as dúvidas iniciais sobre a necessidade de mudanças tecnológicas nos sistemas de distribuição e direcionam o debate para a intensidade com a qual vão ocorrer as alterações. Frente ao panorama mundial e perspectivas nacionais apresentados na literatura técnica do Brasil, como Toledo (2012), Maia (2013), Kagan (2013), MCTI (2014), Bernardon (2015), Castro (2015) e Dantas (2015), cabe às partes interessadas posicionarem-se sobre a atuação como sujeito ou objeto dessa transformação.

No final do século passado, novos conceitos foram desenvolvidos nas REI, que apontam mudanças significativas nos sistemas de distribuição, principalmente a partir da inserção de elementos alocados ao longo dos alimentadores. Esses recursos são os Recursos Distribuídos de Energia, do inglês *Distributed Energy Resources* (DER) e os Recursos Flexíveis Distribuídos, do inglês *Distributed Flexible Resources* (DFR) (NERC, 2017; BHATTARAI et al., 2017).

No Sistema Elétrico de Potência (SEP), no âmbito do sistema de distribuição tradicional, são verificados aspectos típicos, tais como: produção centralizada e controlável, predominância de componentes passivos, fluxo de energia unidirecional, pouca interação com os usuários, pouco monitoramento do estado de operação dos equipamentos, previsão ineficiente e baixa disponibilidade de informações (KAGAN, 2011; DUTRA et al., 2013).

A Figura 1.1 apresenta os principais elementos que influenciam o funcionamento dos sistemas de distribuição inteligentes. Mas os efeitos da inserção desses elementos ainda não são totalmente conhecidos e motivam as pesquisas na forma de monitorar, subdividir e realizar previsões.

Figura 1.1 – Efeitos das mudanças no sistema de distribuição



Fonte: Elaborado pelo autor.

Entre os grandes desafios das REIs está a complexidade do controle e operação dos sistemas de distribuição diante das mudanças nos aspectos típicos supracitados. Outros fatores relevantes estão relacionados a interoperabilidade dos dispositivos, grande volume de informações, segurança cibernética, vida útil dos ativos de rede e as mudanças no mercado de energia (FIASCHETTI et al., 2017; JIANG et al., 2016; YI-KUAN KE, 2014; CHU e IU, 2017).

Os equipamentos com monitoramento alocados ao longo dos alimentadores e os medidores inteligentes, permitem expandir a informação dos sistemas de distribuição, evidenciando problemas locais, muitos dos quais até então não eram devidamente reconhecidos e tratados (YI-KUAN KE, 2014; FIASCHETTI et al., 2017). O problema consiste em identificar as características de espaço e tempo das informações que são mais relevantes para promover ações proativas nos sistemas de distribuição.

Para fins de controle e operação dos sistemas de distribuição tradicionais as ações normalmente se fundamentam em três tópicos:

- Carga centralizada, normalmente considera o carregamento previsto a nível de subestações e eventualmente também por alimentadores;
- A previsão de demanda é normalmente realizada através de método individual;
- Grandezas elétricas são estimadas através de cálculos de fluxo de potência do alimentador considerando curvas de carga típicas, normalmente sem um acompanhamento detalhado das grandezas ao longo dos alimentadores.

Uma forma de analisar o comportamento do sistema elétrico é através da modelagem computacional de todos os elementos físicos que compõem o SEP. Diante do exposto, os modelos tradicionais de equipamentos e carregamento necessitam evoluir no cenário das REI. Esse desafio está associado à ausência de modelagens consistentes que contemplem as diversas variáveis envolvidas e a falta de conhecimento sobre o perfil de consumo do “prosumidor” (do inglês *prosumer*).

A maior parte das ferramentas disponíveis para análise dos sistemas de distribuição foram desenvolvidas para cálculos no modelo tradicional e normalmente consideram o carregamento apurado pelo consumo mensal (DJOKIC et al., 2015). Os recursos computacionais utilizados normalmente consideram cenários estáticos, porém o comportamento das cargas elétricas e das fontes é geralmente dinâmico (YI-KUAN KE, 2014; BEIHOFF et al., 2014, 2016).

A complexidade dos sistemas de distribuições está relacionada a esse comportamento variável no tempo, que pode ocasionar mudanças ao longo dos alimentadores referentes ao perfil das perdas de energia, a elevação de tensão, o aumento dos níveis de curto-circuito e a alteração da taxa de falha dos equipamentos (PAGANI e AIELLO, 2014; DJOKIC et al., 2015; CHU e IU, 2017). A proposição de novas formas de subdivisão dos sistemas de distribuição é importante para superar a complexidade no cenário das REI, considerando, entre outros, os tópicos relacionados a seguir:

- Volume de informações históricas e online a partir do monitoramento de grandezas ao longo do alimentador;
- Ocorrência de fluxo bidirecional e aumento do controle de reativos a nível local;

- Prosumidores com curvas atípicas e presença significativa de DER e DFR, com possibilidade de constituir microrredes;
- Controle dos índices de qualidade regulados e adoção de medidas de conservação energética;
- Infraestrutura de medição inteligente, que potencializa a participação ativa dos consumidores, a oportunidade de aplicar tarifas dinâmicas e a oferta de novos serviços.

O conhecimento das principais grandezas elétricas em pontos de monitoramento além da subestação é importante, mas insuficiente para o sucesso na operação de sistemas elétricos complexos, para os quais são recomendadas tomadas de decisões proativas (Garcia e Canha, 2016). Neste sentido, essa tese aborda novas alternativas na subdivisão do sistema de distribuição com recursos de previsão.

1.3 CONTRIBUIÇÕES INOVADORAS

A tese desenvolvida propõe nova abordagem para arquitetura tradicional do sistema elétrico, considerando um elevado grau de monitoramento dos sistemas de distribuição em média tensão e a necessidade de análise técnica das grandezas elétricas em trechos de rede distantes do barramento da subestação.

A proposta de inovação e melhoria dos recursos atualmente disponíveis está fundamentada na necessidade de alternativas para o controle e operação de equipamentos descentralizados.

Nesse sentido, são oportunas as evoluções propostas na tese no aspecto de controle e operação dos sistemas de distribuição, considerando a subdivisão dos sistemas de distribuição, tais como:

- Uso dos registros disponibilizados a partir dos pontos de monitoramento, como as medidas das principais grandezas elétricas por fase;
- Ampliação da abrangência das tomadas de decisões em tempo real, de modo que passam a considerar também os recursos dos equipamentos instalados ao longo dos alimentadores;
- Aplicação de recursos de previsão de outras grandezas além da carga, que possibilitem as ações proativas a nível central e local.

Em complemento ao apresentado nesta seção referente à motivação, na próxima seção são descritos os principais objetivos deste trabalho.

1.4 OBJETIVOS DO TRABALHO

O objetivo geral deste trabalho é apresentar a metodologia desenvolvida para subdivisão dos alimentadores na forma de blocos funcionais.

Para o desenvolvimento do trabalho são definidos objetivos específicos, os quais fundamentam o Configurador de Blocos Funcionais de Rede (BFR) e o Previsor de Grandezas Elétricas (PGE):

- Apresentar alternativas para subdivisão dos sistemas de distribuição inteligentes em blocos funcionais;
- Desenvolver metodologia de subdivisão flexível às mudanças das REIs;
- Considerar informações de espaço e tempo, na forma de dados geoeletricos;
- Otimizar a quantidade de subdivisões através de critérios de ordenamento relacionado ao tipo de aplicação;
- Caracterizar e compreender o problema de previsão de grandezas elétricas por Ponto de Monitoramento (PM) no curtíssimo prazo;
- Selecionar técnicas de previsão em um modelo adaptativo baseado na acurácia dos valores previstos;
- Propor equacionamento para análise técnica dos blocos funcionais a partir dos pontos de monitoramento.

Considerando os recursos do PGE integrados aos BFR, o escopo da tese é complementado pela: a) avaliação do nível de monitoramento indicado para aplicação da metodologia; b) sugestão de interações da metodologia desenvolvida com recursos de controle de tensão, controle de reativos e gerenciamento de demanda; e c) aplicações das soluções apresentadas em sistema teste IEEE ou alimentador para validar a metodologia.

1.5 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

Este trabalho é composto por seis capítulos, incluindo esse introdutório, que apresenta uma abordagem inicial sobre os objetivos do trabalho.

O Capítulo 2 destaca o avanço do monitoramento dos equipamentos instalados nos alimentadores e as oportunidades de melhoria na forma proativa de operar os sistemas de distribuição inteligentes. Por fim, as subdivisões usuais dos sistemas de distribuição convencionais são examinadas em função das aplicabilidades e apontadas as possibilidades da subdivisão na forma de blocos funcionais.

O Capítulo 3 traz a metodologia desenvolvida nesta tese, que trata da subdivisão dos sistemas de distribuição em blocos funcionais. Essa inovação se diferencia das topologias usuais e se apropria da previsão de grandezas elétricas por pontos de monitoramento para fundamentar as tomadas de decisões proativas. Este capítulo também traz o detalhamento do método de seleção de técnicas de previsão.

O Capítulo 4 traz a aplicação da metodologia a partir de um Bloco Funcional configurado para testes, cujas análises abrangem o modo de operação dos equipamentos em sistemas de distribuição inteligentes. Também traz os critérios adotados para aplicação da metodologia de previsão, propõe cenários de grandezas para Pontos de Monitoramento Teste e apresenta resultados obtidos para análise técnica de Bloco Funcional. Nesse Capítulo são apresentadas as oportunidades de aplicação da metodologia de Blocos Funcionais com Previsor de Grandezas para o gerenciamento da demanda, o controle de tensão, o controle de reativos entre outras aplicações.

O Capítulo 5 traz uma análise final de resultados, as conclusões e as principais contribuições inovadoras do trabalho. Por fim, são indicadas as perspectivas de trabalhos futuros e relacionadas as publicações.

Os temas abordados nos capítulos estão complementados quatro apêndices, que tratam: a) da relação dos recursos distribuídos com os conceitos de DER e DFR; b) dos fundamentos para previsão de grandezas elétricas, c) das técnicas de previsão usadas na seleção, e d) das plataformas de simulação utilizadas.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O BFR deve ser flexível ao tipo de ação de controle e operação, de modo que a configuração atenda a necessidade do Operador do Sistema de Distribuição, do inglês *Distribution System Operator* (DSO). Embora o conceito de BFR possa vir a ser explorado para proteção, reconfiguração automática e *selfhealing*, as análises nessa tese estão direcionadas para aplicações de: a) gerenciamento pelo lado da demanda, do termo em inglês *Demand Side Management* (DSM); b) otimização do controle de tensão e controle de energia reativa, do termo em inglês *Volt-VAR Optimization* (VVO); e c) redução intencional da tensão para efeitos de economia de energia, do termo em inglês *Conservation Voltage Reduction* (CVR).

Para tanto, neste capítulo são considerados os princípios da automação e telemetria aplicadas aos sistemas de distribuição convencionais e explorados os conceitos das REI através dos recursos de monitoramento. De tal modo, os sistemas de distribuição com essas soluções avançadas são considerados inteligentes. Neste contexto são apontadas limitações das subdivisões tradicionais para as aplicações no âmbito dos sistemas de distribuição inteligentes.

2.1 MONITORAMENTO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

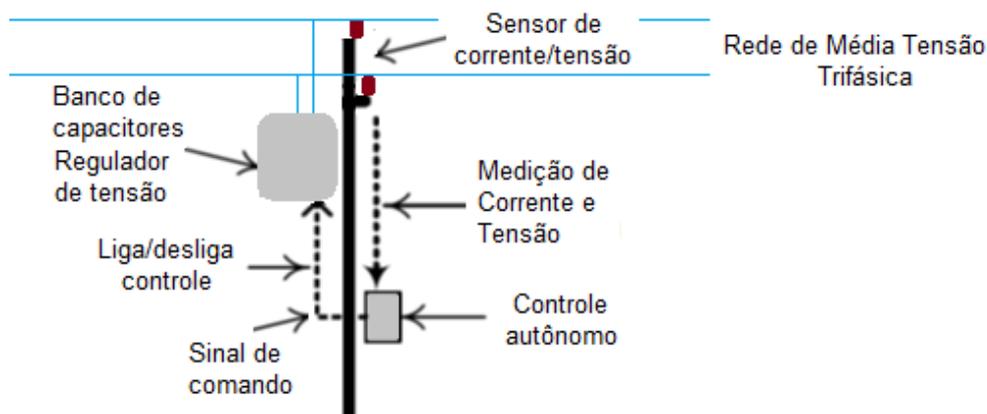
Na ótica da engenharia, operar é a tarefa de administrar o processo desde um estado inicial à um estado final qualquer. Já controlar é o modo como se procura realizar o processo e otimizar está relacionado a busca pelo ponto ótimo de referência do processo. Neste sentido o monitoramento é fundamental para operar o processo a partir de um controle otimizado, bem como fazer gestão dos ativos e da energia (BAHRAMIRAD et al., 2015, FIASCHETTI et al., 2017). Em decorrência desse monitoramento se verifica aumento da quantidade de informações, em razão disso, o desafio de extrair o conhecimento desse grande volume de dados - do termo em inglês *Big Data* (JIANG et al., 2016).

Para organização dos conceitos relativos ao monitoramento dos sistemas de distribuição, em correlação a abordagem de Ke (2014) e EPRI (2015), nesta tese se propõe a divisão dos elementos em dois níveis de abrangência, conforme as ações de controle e operação do sistema de distribuição de energia elétrica, sendo:

- a) Local, referente as informações locais do ponto de monitoramento do próprio equipamento instalado.
- b) Central, abrange os dados de um determinado circuito alimentador composto por um conjunto de pontos monitorados, cujos registros são utilizados para operação em tempo real.

No âmbito do controle local se explora os conceitos de atuação de modo autônomo (*stand alone*) e os possíveis recursos na forma de tecnologia embarcada. A parametrização para atuação dos equipamentos de proteção e manobra, bem como de controle de tensão e reativos é feito de forma individual e independente para cada dispositivo. Atualmente neste nível são medidas as grandezas, identificado o estado de operação dos equipamentos e executadas as ações de forma corretiva. A Figura 2.1 ilustra uma configuração no modo autônomo.

Figura 2.1 – Equipamento operando de modo autônomo



Fonte: Adaptado de EPRI, 2015.

A forma de controle centralizada contempla as informações disponíveis sobre o sistema de distribuição, como os registros *online* do Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados, do termo em inglês *System of Control And Data Acquisition* (SCADA), e os dados cadastrais do Sistema de Informação Geográfica, do termo em inglês *Geographic Information System* (GIS).

Entre as vantagens atribuídas a operação centralizada está sua maior eficiência quando comparado com o modo autônomo, já que proporciona monitoramento próprio e pode ser eficaz mesmo em condições de emergência. Já como desvantagens estão a menor escalabilidade se comparado com a alternativa "*stand alone*", não se adapta

às mudanças de configuração do alimentador, oferece restrições às condições de operação adaptativa e pode não ser eficiente para uma alta penetração de GD e outros recursos energéticos distribuídos (ZHOU, LI e TONG, 2017).

A nível mais avançado de monitoramento do SEP os equipamentos operam de forma integralizada. neste caso, se obtém vantagens como a coordenação total dos equipamentos, a possibilidade de encontrar a solução ótima para operação do sistema, a flexibilidade dos objetivos operacionais, a adoção de procedimentos diferenciados para as necessidades do sistema em cada momento, a adaptação às configurações complexas de alimentadores, a atualização automática do modelo adaptativo quando ocorre uma reconfiguração, a aptidão de modelar os efeitos da GD no sistema, a capacidade de se adaptar à penetração dos recursos distribuídos e a aptidão no tratamento dos efeitos de fluxo de potência reverso.

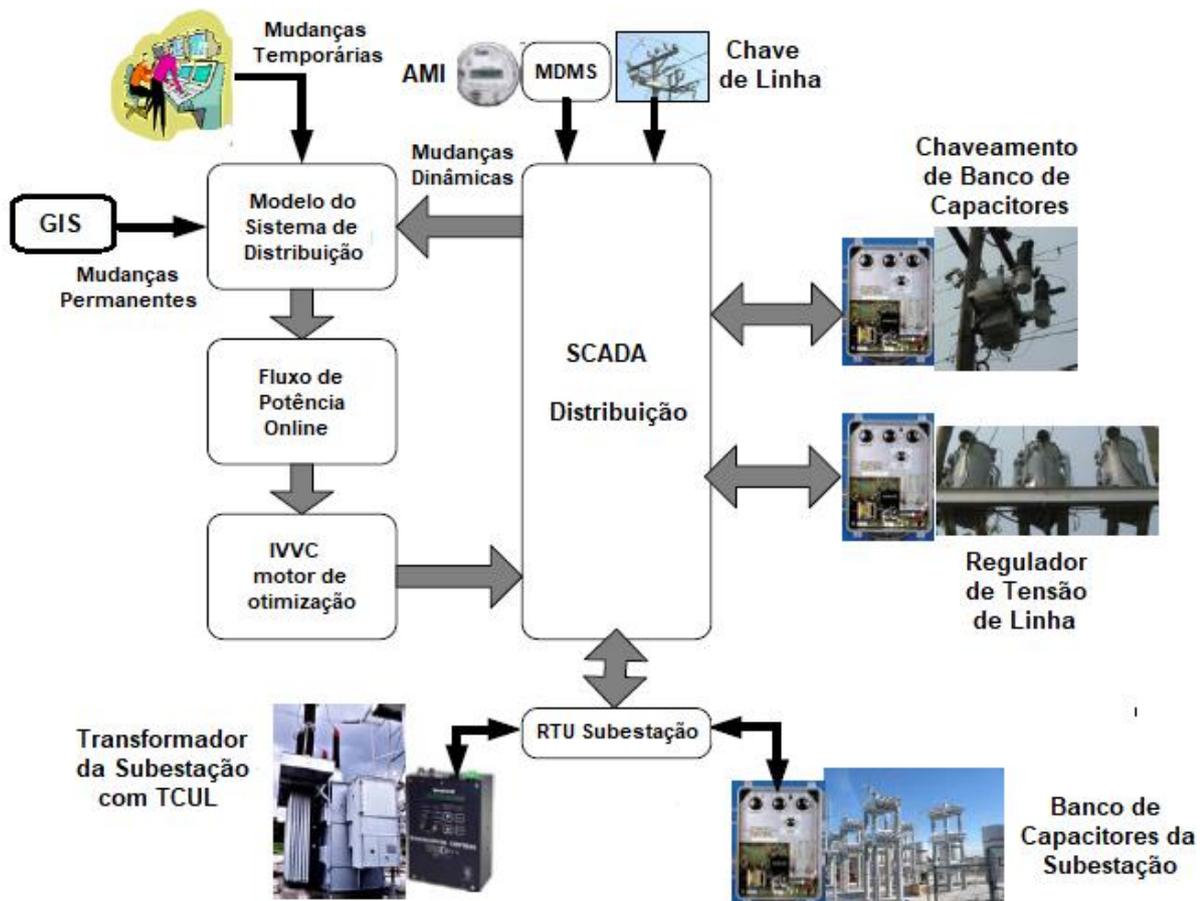
Atualmente, o monitoramento das principais grandezas nos equipamentos das Subestações e nas conexões com Sistema de Medição para Faturamento (SMF) é uma realidade. Conquanto, é importante avançar na introdução de tecnologias, como o uso de Unidades de Medição Fasorial – do termo em inglês *Phasor Measurement Unit* (PMU), na integração dos Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED), na modernização das Unidades de Aquisição e Controle (UAC) e na implantação dos Sistemas de Medição Inteligente – do termo em inglês *smart metering*.

A infraestrutura até então presente nas subestações está sendo implantada nos elementos instalados ao longo dos alimentadores, geralmente equipamentos conectados nas redes de Média Tensão, os quais nessa tese são abordados como Ponto de Monitoramento (PM). Os recursos disponíveis são resultado de ações de automação e telemetria de equipamentos como: bancos de capacitores automáticos, compensadores de reativos, reguladores de tensão, religadores automáticos, chaves seccionadoras telecomandadas, geração distribuída e sistema de medição para faturamento (KAGAN, 2011; ITB, 2014).

No escopo da Infraestrutura de Medição Avançada - do termo em inglês *Advanced Metering Infrastructure* (AMI), do Sistema de Gestão de Interrupção - do termo em inglês *Outage Management System* (OMS) e do Gerenciamento do Sistema de Distribuição Avançados - do termo em inglês *Advanced Distribution Systems Management* (ADMS) é possível operar o sistema de forma proativa. A partir dos dados obtidas pelo SCADA e com a implantação das REI são possíveis mudanças significativas na forma de planejar e operar o sistema de distribuição (KE, 2014).

As principais desvantagens do monitoramento no nível centralizado estão no custo da implementação e manutenção, na complexidade do centro de controle e no nível de conhecimento do pessoal envolvido. A Figura 2.2 ilustra uma configuração no modo centralizado, com nível avançado de automação e telemetria.

Figura 2.2 – Equipamento operando de forma integralizada



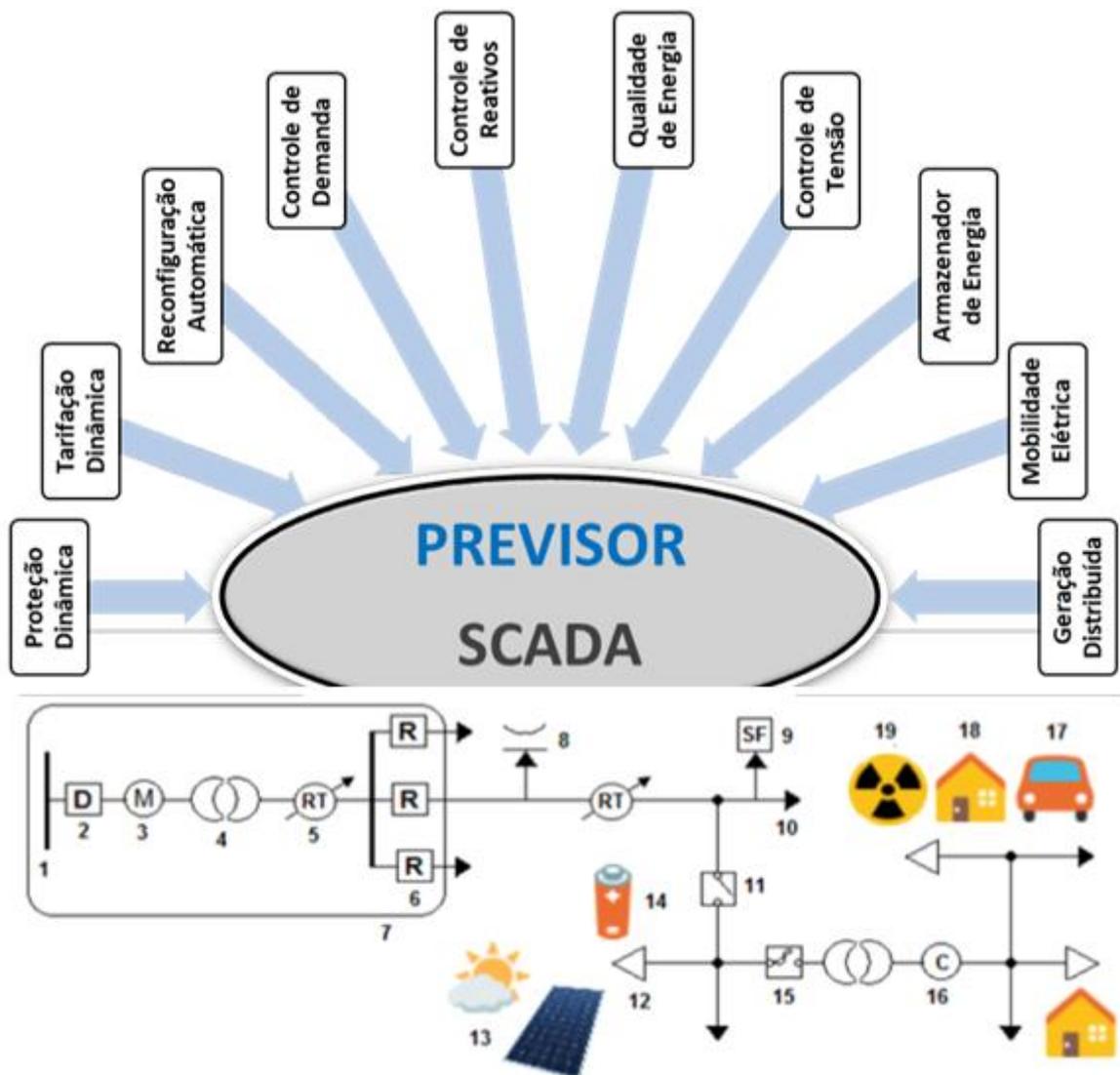
Fonte: Adaptado de EPRI, 2015.

Neste cenário, é importante ampliar os estudos, com propostas diferenciadas, que permitam a tomada de decisões de forma proativa (MIROWSKI et al., 2014; TAIEB et al., 2015). O aumento do monitoramento do sistema de distribuição é uma realidade, mas podem ocorrer situações de ausência de informações *online* dos equipamentos instalados ao longo dos alimentadores. Diante destas restrições, nesta tese são consideradas alternativas como o uso de informações baseadas em: medidas centralizadas nas subestações, registros de equipamentos vizinhos, dados históricos do supervisor e *pseudomedidas* dos estimadores de estado. De tal modo se

considera a necessidade de ampliar as funcionalidades do modo autônomo para ações locais.

Diante do apresentado se verifica um avanço do modelo inicial autônomo para o controle integralizado, de tal modo, possibilita o desenvolvimento de soluções a partir da interação entre os equipamentos monitorados, representado na Figura 2.3, correspondente ao SCADA, ao módulo de previsão representado pelo Previsor e os elementos para aplicações no âmbito das REI.

Figura 2.3 – Interação dos elementos de rede com módulo de previsão



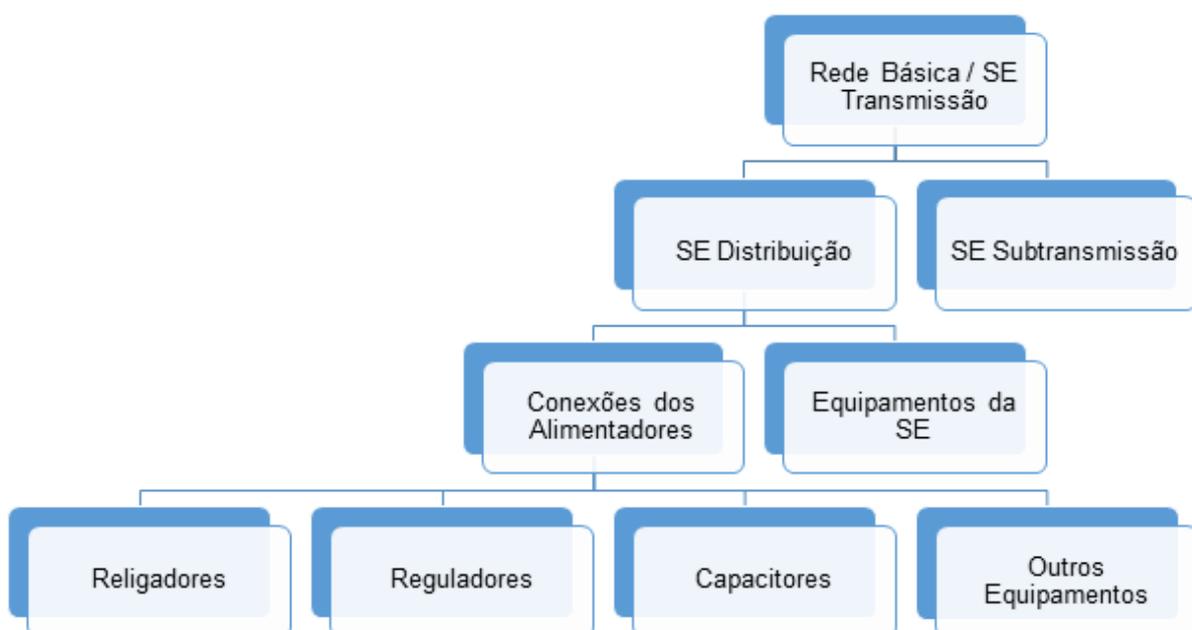
Fonte: Elaborado pelo autor.

Os equipamentos representados na Figura 2.3 correspondem a: 1) Barramento, 2) Disjuntor, 3) Medidor, 4) Transformador, 5) Regulador de tensão, 6) Religador, 7) Subestação, 8) Capacitor, 9) Sinalizador de falta, 10) Segmento de rede, 11) Chave Seccionadora, 12) Prosumidor, 13) GD Fotovoltaica, 14) Armazenador de Energia, 15) Chave Fusível, 16) Concentrador de medições, 17) Veículo Elétrico 18) Unidade Consumidora e 19) GD Eólica.

2.2 SUBDIVISÕES PARA ANÁLISE DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Na forma tradicional o sistema elétrico brasileiro é dividido em quatro dimensões: geração, transmissão, distribuição e comercialização. Em geral, as instalações a nível de transmissão e subtransmissão possuem controle centralizado com infraestrutura de comunicação e são monitoradas por sistemas supervisórios. Já nas subestações de distribuição ainda se verifica carência do uso das tecnologias para um monitoramento em tempo real. Por sua vez, os equipamentos instalados ao longo dos alimentadores, frequentemente a operação é realizada de forma passiva, sem recursos de supervisão e controle centralizado (KAGAN, 2011). A subdivisão tradicional está apresentada na Figura 2.4.

Figura 2.4 – Subdivisões usuais do sistema elétrico



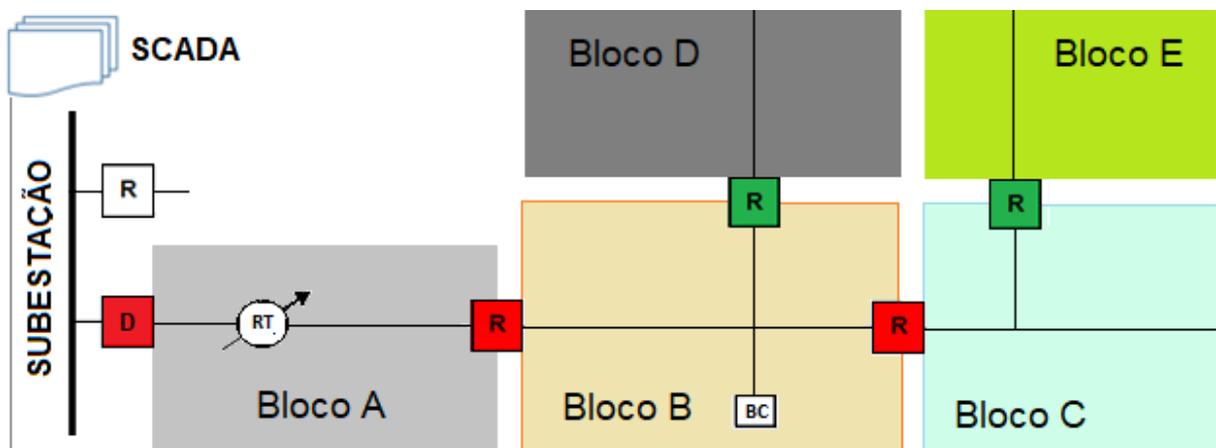
Na área de distribuição são comumente adotadas subdivisões complementares, normalmente em relação a configuração do sistema para aplicação específica, como o caso de “bloco de carga” para análise de confiabilidade e “área de regulação” para estudos relativos a queda de tensão.

- **Análises por blocos de carga**

O conceito de “bloco de carga” é adotado para análise de confiabilidade, limitando o bloco a área de atuação dos equipamentos de proteção e manobra que possibilitam alterar a configuração original do alimentador (KAGAN, 2011). A delimitação da abrangência de dispositivos de proteção por vezes é referenciada como “área de cobertura, atuação ou alcance” (SHORT, 2004).

A Figura 2.5 ilustra a subdivisão em blocos de carga para um alimentador, os quais estão delimitados por equipamentos de proteção e manobra representados por religadores (R).

Figura 2.5 – Subdivisão na forma de blocos relativos a carga



Fonte: Elaborado pelo autor.

Em determinadas situações o conhecimento prévio de um fenômeno pode tornar viável a antecipação dos ajustes das proteções, como no caso da identificação de um cenário propício para reconfiguração automática (COSTALONGA et al., 2015; KOUTSOUKIS et al., 2017). As reconfigurações normalmente implicam em transferências de carga entre alimentadores, com o objetivo principal de otimizar os índices técnicos da rede, como o carregamento dos transformadores de subestação

e dos próprios alimentadores, as perdas técnicas, os níveis de tensão, dentre outras finalidades.

Alguns trabalhos realizados, como Pfitscher (2013), Bernardon (2015) e N. Koutsoukis et al. (2017), apontam a possibilidade de reconfigurar a rede automaticamente através da execução de manobras, considerando o paralelismo momentâneo. Nestes casos, a metodologia proposta nessa tese pode ser aplicada como suporte as ferramentas de controle e operação, uma vez que o conhecimento prévio das grandezas elétricas relacionadas a ocorrências, como sobrecarga, sobretensão, subtensão e sobrecorrente, são importantes para tomada de decisão proativa sobre a realização de manobras que mitiguem os efeitos do evento e previnam situações de contingência.

Além disso, nessa tese, são propostos recursos para análise técnica dos BFR, que podem fornecer informações a serem utilizadas como parâmetros de referência pelos controles dos equipamentos, antes da realização das manobras. Assim, a análise das grandezas elétricas no ponto de monitoramento possibilita a identificação prévia de restrições e estimação dos resultados no cenário das reconfigurações. As possibilidades de aplicações são exploradas no Capítulo cinco.

2.3 ASPECTOS DE CONTROLE DE TENSÃO E DE CONTROLE DE REATIVOS

No que se refere à qualidade do produto, a tensão é a principal grandeza analisada, uma vez que tem parâmetros específicos regulamentados. Do ponto de vista técnico essa grandeza tem grande relevância para o funcionamento do sistema elétrico, tanto que são adotados diversos recursos exclusivos para seu ajuste. Desta forma, os agentes de distribuição necessitam realizar ações direcionadas ao controle de tensão de forma a evitar as transgressões das faixas adequadas e a violação dos índices regulamentados (ANEEL, 2008a; CORSI, 2015; MEHMOOD et al., 2018).

Uma característica a ser explorada é o comportamento relativamente estável da tensão, quando comparado as variações de outras grandezas, como a corrente, portanto, as propriedades da tensão são favoráveis a previsões menos complexas. Sob o aspecto regulatório e operacional, de forma geral, os ajustes de tensão podem ser realizados gradualmente para manutenção dentro das faixas indicadas, dessa forma, normalmente são adotadas margens de tolerância, por conseguinte a precisão dos valores previstos não necessita ser extrema (ALIMISIS e TAYLOR, 2015).

Além da carga, o comportamento da tensão também está relacionado ao fluxo de reativos. O principal objetivo do controle de tensão e de reativos, nesta tese referenciado como VVO, é manter uma tensão aceitável em todos os pontos ao longo do alimentador em qualquer condição de carga. A segunda função é a injeção de potência reativa capacitiva, visando a redução da corrente, por conseguinte, obter a diminuição da queda de tensão e a redução das perdas técnicas. Para tanto, se explora a possibilidade de otimizar as atuações dos equipamentos através de alterações nos parâmetros tradicionais: tensão de referência, tempo, insensibilidade e compensação da queda de tensão da linha (CORSI, 2015).

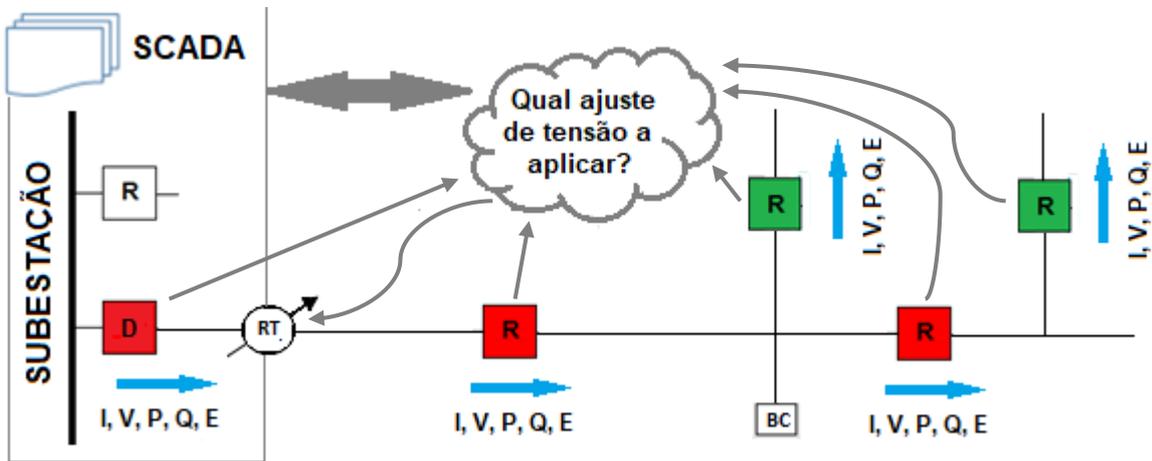
Quando se constata que a tensão de fornecimento está fora dos intervalos adequados a distribuidora de energia terá de compensar o consumidor por meio da fatura de energia elétrica (ANEEL, 2008a).

A importância do controle da tensão nos sistemas de distribuição é evidenciada por características como:

- a) Possui regulamentação específica;
- b) Utiliza equipamento dedicado ao seu controle;
- c) Permite correlação com outras grandezas;
- d) Pode ser analisada em relação ao tempo.

A combinação adequada do uso dos equipamentos, como o exemplo ilustrado na Figura 2.6, é um desafio estudado no âmbito de recursos avançados para controle de tensão, como a VVO. Neste caso, devem ser consideradas as grandezas elétricas - corrente (I), tensão (V), potência ativa (P), potência reativa (Q) e consumo de energia (E) - que passam nos equipamentos de rede: disjuntor (D), religador (R), regulador de tensão (RT) e banco de capacitor (BC).

Figura 2.6 – VVO no sistema de distribuição

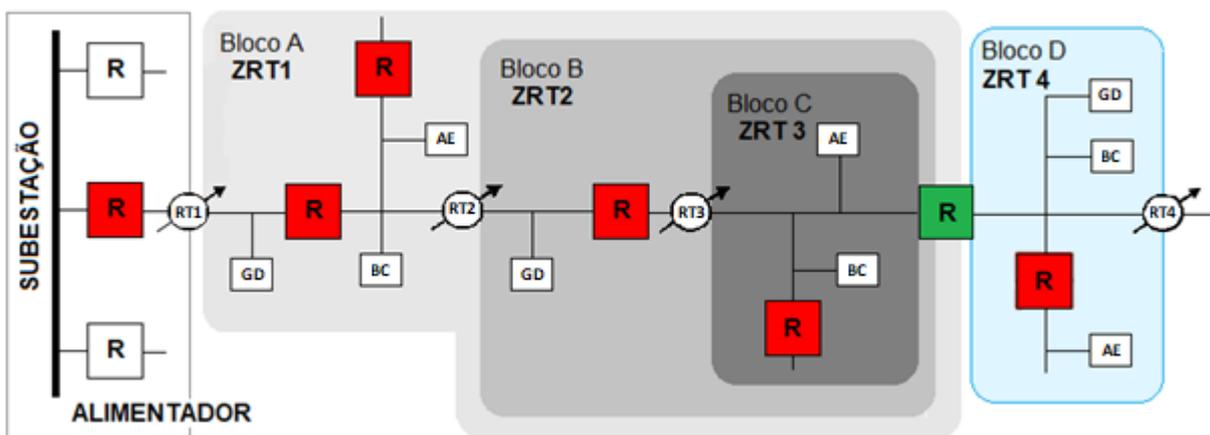


Fonte: Adaptado de Kagan (2013 p. 164).

Pereira (2014) considera “área de regulação” e “zonas de TAP” para delimitar a abrangência dos equipamentos de controle de tensão, principalmente na análise de influência de um dispositivo sobre o funcionamento de outro.

A Figura 2.7 mostra a subdivisão em blocos relacionados aos reguladores de tensão RT1, RT 2, RT 3 e RT 4 e as respectivas zonas de regulação de tensão. Outros equipamentos estão representados no diagrama do alimentador: religador (R), banco de capacitor (BC), armazenamento de energia (AE) e geração distribuída (GD).

Figura 2.7 – Subdivisão por bloco relativo a zona de regulação



Fonte: Elaborado pelo autor.

Em sistemas de distribuição com elevado grau de monitoramento, podem ser combinados os recursos da otimização da tensão e gerenciamento da demanda, VVO e DSM, através do fundamento CVR, que consiste em reduzir o perfil de tensão para diminuir o consumo de energia. A vantagem de aplicar CVR em determinado circuito elétrico está relacionada às características técnicas, uma vez que a potência absorvida depende da natureza da carga. As aplicações práticas relacionadas à CVR são estudadas por diferentes autores e são normalmente analisadas em conjunto com VVO e DSM, tal como em Uluski (2011) e Jeff (2013).

Em geral, se adota a representação da carga através dos parâmetros dos modelos exponencial e polinomial, considerando o comportamento constante da Impedância, Corrente e Potência (ZIP). As cargas com impedância constante e outras combinações podem funcionar com tensão ligeiramente reduzida, dissipando menos potência sem perda significativa da qualidade da energia elétrica. O principal desafio da CVR está relacionado a possibilidade de exposição de unidades consumidoras a situações de subtensão, principalmente atividades que utilizam quantidade significativa de motores, já que o rendimento da conversão eletromecânica de energia pode ficar prejudicado nesta condição. Já as cargas puramente resistivas são mais propícias para esta aplicação (CORSI, 2015).

No que se refere a qualidade de energia, as ações proativas proporcionam um diferencial para o controle de grandezas relacionadas ao estado de operação dos elementos, bem como ao carregamento, ao perfil da tensão e ao comportamento do fluxo de energia reativa. Uma possibilidade é a previsão da tensão, a qual é usada como parâmetro de referência para a operação do equipamento de controle da própria grandeza elétrica. Assim, as previsões podem ser utilizadas para realizar ações proativas no BFR, complementares a VVO e a CVR (MANBACHI et al., 2016; ZHENG et al., 2017). De tal modo, novas funcionalidades podem ser disponibilizadas no controle desses equipamentos para permitir a otimização das atuações, além dos parâmetros tradicionais (AGALGAONKAR, PAL, JABR, 2014).

Essas ações contribuem para redução das transgressões das faixas de tensão adequadas, de tal modo, evita a violação dos indicadores regulamentados e possibilita reduções de multas. A metodologia apresentada também se aplica na indicação de blocos para ações de CVR, contribuindo para aplicação desse recurso.

As possibilidades de aplicações para VVO e CVR são exploradas no Capítulo quatro.

2.4 MECANISMOS DE CONDICIONAMENTO DA ENERGIA ELÉTRICA

Nesta seção são explorados os conceitos básicos dos recursos distribuídos para o entendimento da influência destes elementos na operação dos sistemas de distribuição. No Apêndice A é ampliada a abordagem sobre tecnologias e as características dos DER e DFR, tais como intermitência, modularidade, vantagens e desvantagens.

As REI abrangem os recursos dos sistemas dinâmicos de energia, que consiste na adoção de tecnologias necessárias para realização de ações relacionadas ao gerenciamento do consumo sobre a ótica da demanda. Assim, contempla as ações relacionadas a tarifação dinâmica, modulação da curva de carga e gestão do consumo. Esse conceito é extensivo as ações de monitoramento dos elementos do sistema de distribuição referenciados por Dantas (2015) como tecnologias disruptivas, as quais são envolvidos pelos fundamentos de DER e DFR (DNV GL, 2014; NREL, 2015 e EID, C., 2016).

A medida que esses recursos forem inseridos nos sistemas de distribuição ocorrerá um aumento na complexidade do controle e operação, principalmente no aspecto da previsão de demanda. Muitos estudos têm sido realizados no sentido de prever a produção de energia das fontes eólica e fotovoltaica, porém a precisão obtida ainda é baixa, principalmente devido as peculiaridades das variáveis climáticas envolvidas (IEA, 2013, 2015; DJOKIC et al., 2015).

A forma de planejar e operar o sistema de distribuição na presença de GD se difere do modelo convencional baseado na geração centralizada. Esta configuração normalmente emprega fontes como eólica, biogás e solar fotovoltaica, as quais são intermitentes devido a disponibilidade do combustível e a liberdade de operação do prosumidor. Por outro lado, a modularidade da GD pode ser uma aliada para ações de DSM (NERC, 2017).

O armazenamento de energia ainda tem sido considerado caro e complexo, conseqüentemente, as ações de DSM são normalmente limitadas a capacidade de ajuste das centrais geradoras convencionais. Por último, se observa um portfólio de tecnologias emergentes que possibilitam avanços no armazenamento distribuído de energia. Estes elementos são fundamentais para flexibilidade de acionamento dos DER e DFR, além de deslumbrar benefícios técnicos, econômicos e ambientais (KAGAN, 2011; IEA, 2014, PATERAKIS et al., 2016; ANEEL, 2016a).

As aplicações da mobilidade a partir da energia elétrica podem aumentar de forma significativa nos próximos anos, portanto o gerenciamento da recarga dos veículos, o conhecimento prévio das grandezas elétricas e a gestão da localização geoelétrica desses equipamentos são fundamentais para operação adequada do sistema elétrico (CASTRO, 2015; PATERAKIS et al., 2016).

Normalmente as microrredes são formadas por um conjunto de elementos que operam de forma integrada numa região geoelétrica, dentre os quais estão as cargas controláveis, os subsistemas de controle e gerenciamento, a infraestrutura de comunicação, os recursos de gerenciamento de informação segura e aplicações de DER e DFR, que tornam uma alternativa local, escalável e sustentável. As topologias, os benefícios e os desafios de constituir microrredes normalmente envolvem o critério de conexão à rede elétrica da distribuidora, isto é, as possibilidades e restrições de operar de forma ilhada (BHATTARAI et al., 2017).

O conceito de condicionamento da energia elétrica abrange todo processo que visa adequar o fornecimento às necessidades da carga a melhoria da qualidade da energia absorvida da rede elétrica. Um dos mecanismos utilizados nesse processo é o DSM, que pode estar relacionado a preços horários, contratos, pacto social, persuasão moral, descontos e multas. Uma forma de aplicação é o consumidor se submeter às ações da distribuidora no controle direto da carga e tarifas interruptíveis. De outro modo, os incentivos são sinalizados através do preço diferenciado, tarifa horária (*time of use*) e tarifas dinâmicas (GALVIS e COSTA, 2016).

As tecnologias dos sistemas de medição, no âmbito da AMI, possibilitam o consumidor acompanhar sua demanda e permitem a adoção de medidas relativas à aplicação de tarifas horárias diferenciadas, as quais podem melhorar o aproveitamento da infraestrutura do sistema elétrico através da modulação da curva de carga mediante incentivos, via sinais de preço, para o uso da energia em horários pré-estabelecidos. No Brasil, além da implantação de tarifa horária, a regulamentação não proíbe as iniciativas de modulação (ANEEL, 2010, 2016b).

A metodologia apresentada nesta tese pode ser estendida aos mecanismos de condicionamento de energia, desse modo, amplia a aplicação destas alternativas para otimizar o uso do sistema elétrico com base em ações proativas por blocos funcionais.

2.5 SUBDIVISÕES DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTES

Na revisão bibliográfica se identifica diferentes abordagens para subdivisão das redes de distribuição, tais como cluster, zonas, “particionamento”, agrupamento, áreas e blocos. Uma abordagem diferenciada para subdivisão do sistema elétrico é utilizada em algumas plataformas de simulação, as quais empregam o conceito de “monitores” para fazer a análise de grandezas por segmentos de rede. Alinhado a esses recursos, esta tese se apropria dos recursos propostos por EPRI (2013, 2015), cujos cálculos de fluxo de energia tradicionais são ampliados para considerar as características de DER e DFR, os quais normalmente possuem um comportamento de difícil modelagem.

As “microrredes” também são um conceito utilizado para subdivisão de sistemas elétrico, neste caso, integram diversos elementos de um determinado trecho do sistema de distribuição, porém geralmente está relacionado a autonomia energética de um determinado circuito numa região geoeletrica (OUAMMI et al., 2015).

Considerando o cenário das REI, em que há diversos PMs ao longo do sistema de distribuição, existe a possibilidade de obter informações que no sistema tradicional não estavam disponíveis. Numa correlação aos recursos explorados no âmbito do “*Data-driven modelling*” aplicável em sistemas hídricos, abordado por Mount et al. (2016), a inteligência computacional deve ser utilizada nos sistemas de distribuição de energia para identificar a relação entre grandezas de entrada e saída de pontos intermediários, que podem ser aplicados para apurar informações como o balanço energético e o estado de operação dos equipamentos.

Beihoff et al. (2016) apresenta uma arquitetura de rede diferenciada para os sistemas de distribuição de energia, fundamentada no conceito de Sistema de Distribuição Dinâmico, do termo em inglês *Dynamic Distribution System* (DDS), o qual propõe a transição da rede tradicional para um sistema com funções mais distribuídas, que consideram a relevância dos recursos distribuídos e estimula as ações locais.

Lyons et al. (2006) e Millar, Jiang e Haque (2013) são exemplos de divisão da rede em zonas de tamanhos diferentes, que mudam conforme a variação de carga, de tal modo consideram a influência da GD controlável, composta por geradores de pequena escala. Desse modo, contribuem para o equilíbrio da demanda, considerando o balanço de energia local.

Cotilla-Sanchez et al. (2013) desenvolveu um método para dividir uma rede de energia em zonas, contemplando a interação entre os nós do circuito. Dessa forma a definição das zonas é baseada na distância elétrica, em vez de considerar apenas as propriedades dos ativos de rede.

Wang e Zhou (2013) e Abeysinghe et al. (2018) trazem aplicações de subdivisão de redes de distribuição baseada na partição em grafos. No primeiro, as áreas são pré-definidas para o controle de tensão a partir do ajuste da potência reativa local. No segundo são propostas divisões topológicas para identificar agrupamentos de trechos de redes urbanas e suburbanas

Bahramipناه et al. (2015) propõe subdivisão do sistema de distribuição em função de um sistema de armazenamento de energia para o controle de tensão descentralizado, sendo que a quantidade de zonas equivale a quantidade de equipamentos armazenadores distribuídos.

Wirasanti e Ortjohann (2015) traz argumentos relevantes sobre a importância de criar subdivisão nos sistemas de distribuição no cenário das redes elétricas inteligentes. O enfoque do trabalho é a análise de fluxo de energia do bloco, para tanto os autores propõem evolução nos modelos de cálculo de fluxo de potência.

Zhao et al. (2017) e Iqbal e Feliachi (2017) abordam a subdivisão de rede para controlar zonas de tensão através da compensação de potência reativa e redução de energia ativa, atuando no controle de tensão descentralizado através dos inversores dos sistemas fotovoltaicos. A subdivisão é baseada em algoritmo de particionamento, o qual é desenvolvido para detectar estruturas comunitárias em redes.

Leksawat et al. (2017) propõe o agrupamento de sistemas de energia e cria áreas descentralizadas sob a forma de blocos interligados. Para tanto, propõe uma infraestrutura de gerenciamento de dados para o controlador referente a área do cluster.

Busnaina, J. (2017) desenvolveu zonas virtuais a partir de agrupamentos baseados na classe do consumidor, a aplicação é voltada para otimização do uso do sistema de distribuição, como ações de DSM.

Os fundamentos apresentados na literatura técnica demonstram diferentes formas de subdividir os sistemas de distribuição, dessa forma, fundamentam o desenvolvido nesta tese. O conceito de BFR amplia a pesquisa através da proposição de tomada de decisões proativas, principalmente pelas alternativas adotadas para as previsões de grandezas elétricas.

A partir da revisão bibliográfica, na metodologia desenvolvida nesta tese busca-se superar as limitações dos métodos existentes no que se refere a escalabilidade, complexidade, interoperabilidade e flexibilidade. Essas características são consideradas na definição dos critérios de subdivisão dos sistemas de distribuição na forma de BFR e no equacionamento desenvolvido para as análises técnicas por trecho de rede.

- **Considerações finais**

Este capítulo trouxe revisão bibliográfica de tópicos referente ao monitoramento dos principais equipamentos instalados ao longo dos alimentadores. Em seguida, apresentou referências da literatura técnica sobre as subdivisões usualmente adotados para o sistema de distribuição convencionais em função da análise específica de cada fenômeno. Numa perspectiva atual trouxe trabalhos desenvolvidos no âmbito dos sistemas de distribuição de energia inteligentes e o que pode evoluir a partir dos BFR apresentados nesta tese. Também abordou a qualidade de energia no cenário das REI, considerando a alternativa de reconfiguração automática, a presença de recursos distribuídos e as opções de condicionamento de energia.

O Capítulo 3 trata da subdivisão dos sistemas de distribuição em blocos funcionais. Detalha o processo de configuração de BFR, inclusive o método de seleção de técnicas de previsão.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentada a metodologia desenvolvida na tese, a qual está baseada na subdivisão do alimentador em Blocos Funcionais de Rede, os quais possuem recursos de previsão e análise técnica de grandezas por ponto de monitoramento. Neste capítulo é explorado o propósito de viabilizar a tomada de decisão proativa em sistemas de distribuição inteligentes.

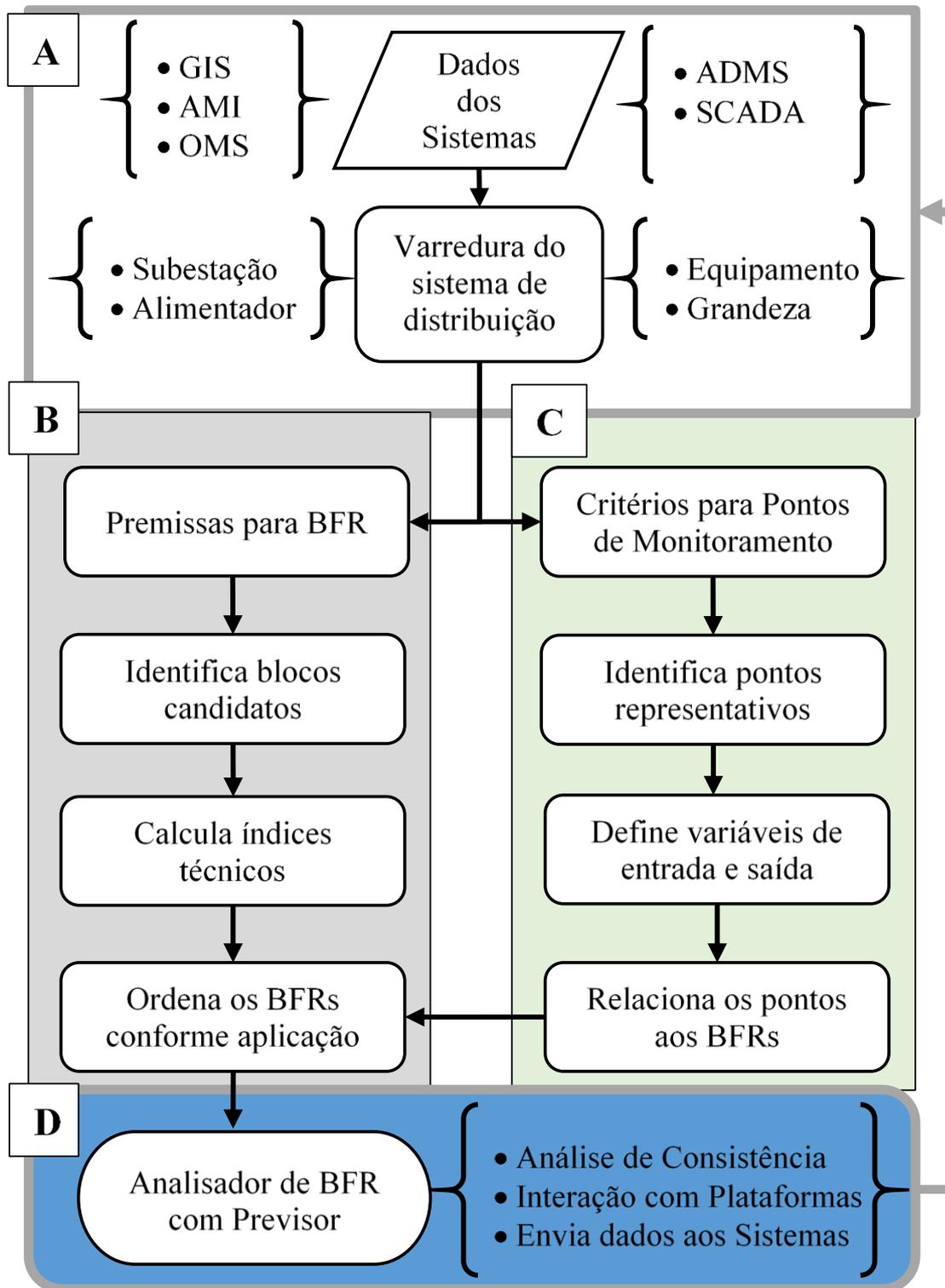
3.1 METODOLOGIA PARA CONFIGURAÇÃO DE BLOCOS FUNCIONAIS DE REDE

Nesta tese se desenvolve o conceito de Blocos Funcionais de Rede (BFR) para referenciar o tratamento dispensado a área de cobertura de um ou mais equipamentos da rede com monitoramento. Esses disponibilizam informações suficientes para realizar análises avançadas de uma região geométrica, como o balanço energético, a comparação dos níveis de tensão e o estado de operação dos dispositivos de proteção e manobra. A nomenclatura BFR está relacionada a parcela funcional de um segmento de rede, que suporta as mudanças adaptativas a que os componentes do sistema de distribuição inteligentes estão sujeitos no curto e curtíssimo prazo.

O BFR é composto de ativos dos sistemas de distribuição inteligentes, que são referenciados como pontos de monitoramento e representam a alocação espacial de monitores de grandezas elétricas. A diversidade de equipamentos que podem ser integrados ao BFR torna essa subdivisão proposta mais abrangente que as usuais. As subdivisões são comumente relacionadas à configuração do sistema para aplicação específica, como o "bloco de carga" para verificar a análise de confiabilidade e a "área de regulação" para os estudos sobre as quedas de tensão.

Para configurar o BFR, são utilizadas as informações geométricas dos sistemas corporativos e de supervisão, como ADMS, SCADA, AMI, OMS e GIS. Nesta tese o processo de configuração está denominado como Configurador de BFR, cuja etapa inicial está representada pela janela A no fluxograma ilustrado na Figura 3.1. As possíveis subdivisões do sistema de distribuição inteligente começam a serem analisadas a partir da subestação, em seguida é selecionando o alimentador e os respectivos equipamentos que podem atuar como pontos de monitoramento.

Figura 3.1 – Fluxograma desenvolvido para o processo do Configurador de BFR



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na janela B, do fluxograma do Configurador de BFR, estão elencadas as etapas referentes às possíveis subdivisões, as quais são identificadas a partir da organização

dos pontos de monitoramento através de inspeção do circuito alimentador e ordenadas em relação aos índices técnicos propostos nessa tese. Esses componentes e os respectivos índices estão detalhados a seguir.

A sequência de passos referentes aos pontos de monitoramento está envolvida pelo polígono da janela C. Para cada equipamento são atribuídos parâmetros referentes a quais BFRs o ponto de monitoramento está relacionado. A representatividade de cada ponto é relacionada a potência instalada a jusante. As variáveis de entrada e saída consideram os registros das grandezas relativos a cada uma das três fases e os valores previstos são obtidos pelo PGE do ponto. Além dos parâmetros atribuídos aos pontos, também se classifica a relevância entre os blocos, como uma hierarquia (mestre-escravo) de acordo com ao tipo de aplicação (VVO, CVR e DSM). Esse ordenamento comparativo é realizado através dos índices técnicos propostos nesta tese.

A última etapa do processo do Configurador de BFR, representado pela janela D na Figura 3.1, consiste no Analisador de BFR, no qual os resultados das análises avançadas abrange entre outras aplicações: a) o cálculo das grandezas; b) o envio de dados; c) a comparação de parâmetros; d) a alimentação dos dados dos sistemas; e) a geração de alarmes referentes à inconsistências nos valores obtidos; f) o apontamento da necessidade de reconfiguração de blocos; g) a indicação da falha de comunicação do ponto de monitoramento; e h) a identificação do estado de operação de equipamentos. O equacionamento desenvolvido para análise técnica é apresentado na seção 3.4.

Para que atuação do Configurador de BFR atenda aos princípios de adaptabilidade, otimização e flexibilidade são definidos períodos para repetição do processo, bem como inicializado a partir da reação aos parâmetros adotados no Analisador de BFR. Desse modo, se houver inserção de novos equipamentos no sistema de distribuição ou alterações na configuração do circuito, os blocos podem ser revistos com base num dos critérios estabelecidos para rodar o Configurador de BFR.

3.2 PREMISSAS PARA SUBDIVISÕES CANDIDATAS A BLOCOS FUNCIONAIS

Esta forma diferenciada de subdivisão do sistema de distribuição comporta equipamentos com funções distintas e possibilita sobreposição de um bloco sobre

outro. Na etapa B são consideradas as premissas elementares adotadas para que uma Subdivisão Candidata a Bloco (SCB) seja caracterizada como BFR e um PGE seja atribuído a um ponto de monitoramento:

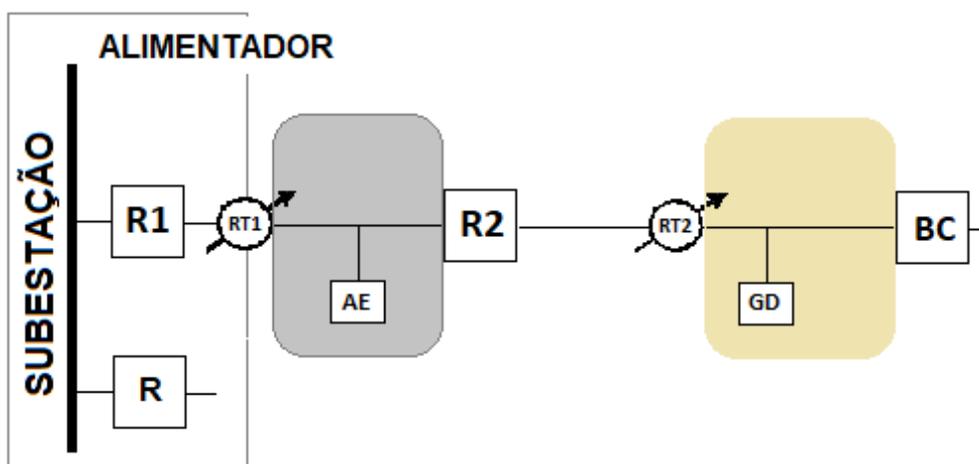
i) pontos de monitoramento representativos, com disponibilidade de registros de grandezas elétricas que permitem o balanço energético da subdivisão;

ii) áreas geolétricas contíguas delimitadas por elementos “séries” de média tensão (reguladores de tensão, religadores, bancos de capacitores e chaves seccionadoras); e

iii) presente pelo menos um equipamento com recursos distribuídos, como VVO, DER ou DFR.

As duas figuras a seguir, Figura 3.2 e Figura 3.3, ilustram a diversidade de subdivisões possíveis. Neste circuito hipotético, o controle de tensão é representado pelos reguladores (RT1) e (RT2), equipamentos de manobra e proteção são representadas pelos religadores (R1) e (R2), o controle de reativos é representado pelo banco de capacitor (BC), o DFR e o DER são representados pelo armazenamento de energia (AE) e pela geração distribuída (GD).

Figura 3.2 – Ilustração de subdivisões contíguas



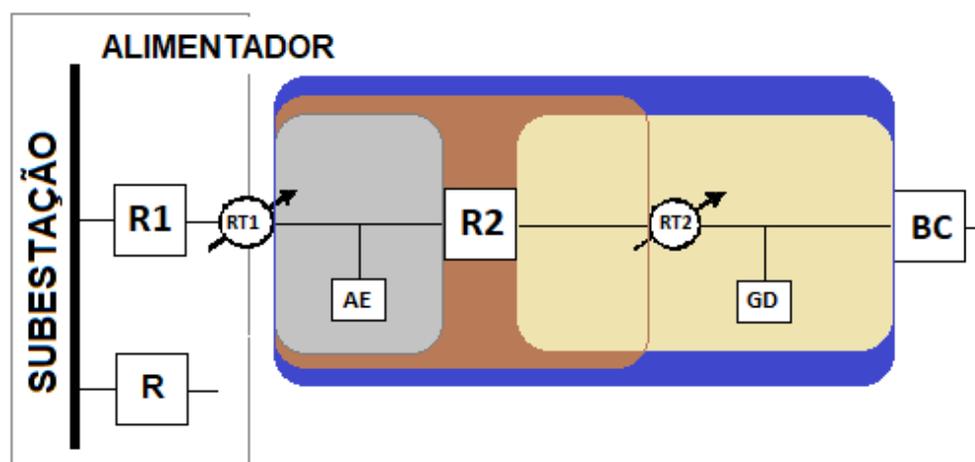
Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 3.2, percorrendo o circuito a partir da subestação, os equipamentos R1 e RT1 são considerados redundantes, no que se refere a representatividade estabelecida na premissa “i”. Pelo critério do tipo de equipamento definido na premissa “ii”, os trechos de rede RT1 à AE, AE à R2, RT2 à GD e GD à BC não constituem uma

SCB. Por outro lado, o trecho entre R2 e RT2 não atende a premissa “iii” referente aos recursos distribuídos. Já os trechos RT1 à R2 e RT2 à BC atendem às premissas para subdivisão.

Além da análise dos elementos sérios, na Figura 3.3 estão ilustradas as subdivisões sobrepostas. Essas correspondem as subdivisões candidatas: RT1 à RT2, R2 à BC e RT1 à BC.

Figura 3.3 – Ilustração de subdivisões sobrepostas



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3 ÍNDICES TÉCNICOS PARA ANÁLISE DE SUBDIVISÕES

Para atender o objetivo estabelecido na tese, propõe-se a adoção de índices técnicos que possibilitem identificar as diferenças entre as subdivisões possíveis em um alimentador. Essa medida possibilita resultados otimizados em relação à quantidade de BFR por tipo de aplicação. Estes índices técnicos são apurados através do Configurador de BFR, que consiste em um método de comparação do alimentador em relação as subdivisões possíveis de serem um BFR.

Os critérios de comparação devem considerar as informações geoeletricas, já que cada barra de um circuito pode ser atrelada a sua localização. Para tanto considera-se as coordenadas geográficas e os dados elétricos referente a cada um dos seus elementos. Neste sentido, os índices devem contemplar a forma usual de medir e calcular os parâmetros de linhas e redes por comprimento. Em aplicações referentes ao planejamento e a análise da qualidade da energia também são

consideradas informações por extensão de rede, como exemplo as perdas e os indicadores de continuidade (KAGAN, 2005).

Outro ponto a ser observado é a demanda, cujo parâmetro deve estar alinhado às estratégias de análise de carga por quadriculas e polígonos, entre outras formas de análise temporal e espacial do consumo de energia (CHAOJUN et al., 2014).

Uma vez que a tomada de decisão sobre uma aplicação interfere em outra é importante considerar esses conceitos já consolidados no planejamento, controle e operação de sistemas de distribuição. Desse modo, o Configurador de BFR deve indicar o potencial de cada subdivisão com base nas referências de três índices técnicos, os quais são calculados de forma direta na primeira etapa e numa segunda etapa são atribuídos pesos para possibilitar o ordenamento.

I. O Índice de Potência (I_P), o qual está relacionado à soma da Potência Nominal dos Transformadores de Distribuição (PDT) na área (A), em km^2 , do polígono do BFR candidato em relação ao Alimentador (AL). Esse índice é uma alternativa para relacionar informações geoeletricas, neste caso, uma correlação a prática de analisar a demanda por área geográfica.

II. O Índice Volt e VAR (I_{VV}) está relacionado a quantidade de equipamentos de Volt/VAR (QVV), em relação ao segmento de rede do BFR candidato e do alimentador (AL), expresso como Extensão de Média Tensão (EMT), em km, referente aos trechos de rede troncal e de ramais.

III. O Índice DER e DFR (I_{DD}) está relacionado a quantidade de equipamentos de DER e de DFR (QDD), em relação ao segmento de rede do BFR candidato e do Alimentador (AL), expresso como Extensão de Média Tensão (EMT), em km.

Os dois índices referentes a equipamentos abrangem o quesito da dimensão espacial considerando a quantidade instalada por comprimento de rede e são interpretados de modo similar a índices usuais para sistemas de distribuição.

O detalhamento desses índices discorre a partir das Equações 3.1, 3.2 e 3.3, que fundamentam os critérios de referência para a configuração, comparando o bloco candidato com o alimentador.

$$I_P = \frac{\sum PDT_{BFR}/A_{BFR}}{\sum PDT_{AL}/A_{AL}} \quad (3.1)$$

$$I_{VV} = \frac{QVV_{BFR}/EMT_{BFR}}{QVV_{AL}/EMT_{AL}} \quad (3.2)$$

$$I_{DD} = \frac{QDD_{BFR}/EMT_{BFR}}{QDD_{AL}/EMT_{AL}} \quad (3.3)$$

Onde

I_P : Índice de Potência.

PDT: Potência Nominal dos Transformadores de Distribuição.

A: Área.

AL: Alimentador.

I_{VV} : Índice Volt e VAR.

QVV: Quantidade de equipamentos de Volt/VAR.

EMT: Extensão de Média Tensão.

I_{DD} : Índice DER e DFR.

QDD: Quantidade de equipamentos de DER e de DFR.

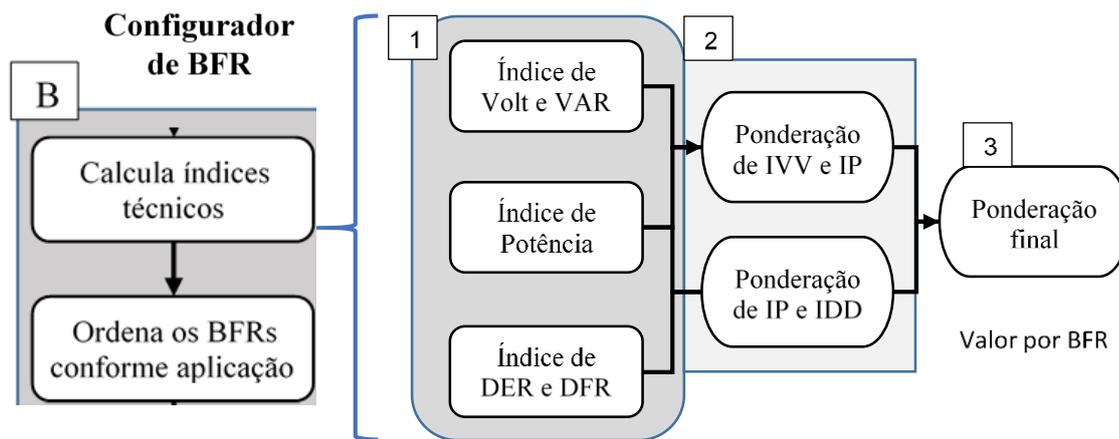
Conforme representado na janela B, do fluxograma do Configurador de BFR, Figura 3.1, é necessário ordenar as Subdivisões Candidatas a Blocos (SCB) a partir dos índices I_P , I_{VV} e I_{DD} , de tal modo, propõe-se a comparação do ordenamento obtido por três métodos de tomada de decisão: a Lógica *Fuzzy* fundamentado em Jang (1993), a *Technique for Order Preference by Similarity to an Ideal Solution* (TOPSIS) conforme Hwang e Yoon, (1981) e o Ordenamento de Índices de BFR desenvolvido nessa tese.

3.3.1 Ordenamento de índices por Lógica Fuzzy

No Fuzzy foi usada a *Toolbox de Fuzzy System* apresentado no Apêndice D em referência a Mathworks (2016, 2017). Assim, o passo “Calcula índices técnicos”, referente ao diagrama do Configurador de BFR, é realizado através de uma cadeia de tomadas de decisão fundamentadas nas funções de pertinência. Para tanto são criadas regras que possibilitam a comparação das características de cada bloco candidato em relação aos parâmetros estabelecidos. Desta forma, os índices de cada SCB são comparados, mas para cada alimentador a ser analisado devem ser ajustados os parâmetros, referente a Etapa 1 da Figura 3.4.

Essa sequência está representada na Figura 3.4, sendo que na Etapa 1 é realizada a “fuzzificação” dos valores numéricos de entrada, na Etapa 2 são ponderados os índices entre si e na Etapa 3 são obtidos os valores de saída para cada SCB. Esses resultados são inseridos em planilhas eletrônicas para serem ordenados.

Figura 3.4 – Ordenamento de índices por Lógica Fuzzy



Fonte: Elaborado pelo autor.

Implantados os blocos de fuzzificação dos indicadores, a tomada de decisão ocorre através de uma cadeia em cascata de controles fuzzy do tipo Mandami. A implementação foi em Matlab®, utilizando o Toolbox de Fuzzy System e a validação foi através do Simulink, o qual está apresentado no Apêndice D. Nesta etapa o especialista pode interferir no resultado do modelo, pois são ajustadas as funções de pertinência e criado o conjunto de regras.

Visando a transparência e simplicidade da metodologia, optou-se pela tomada de decisão em um bloco a montante de cada dois blocos a jusante. Neste sentido, procurou-se limitar as variáveis de saída dos controles em até quatro opções. Este cuidado reduz o número de regras e possibilita a análise mais detalhada dos especialistas sobre a relevância de cada variável.

3.3.2 Ordenamento de índices por TOPSIS

O TOPSIS é um método aplicado à pesquisa científica com o objetivo de apoiar a tomada de decisão multicritério. Esse método visa estabelecer um ranking baseado

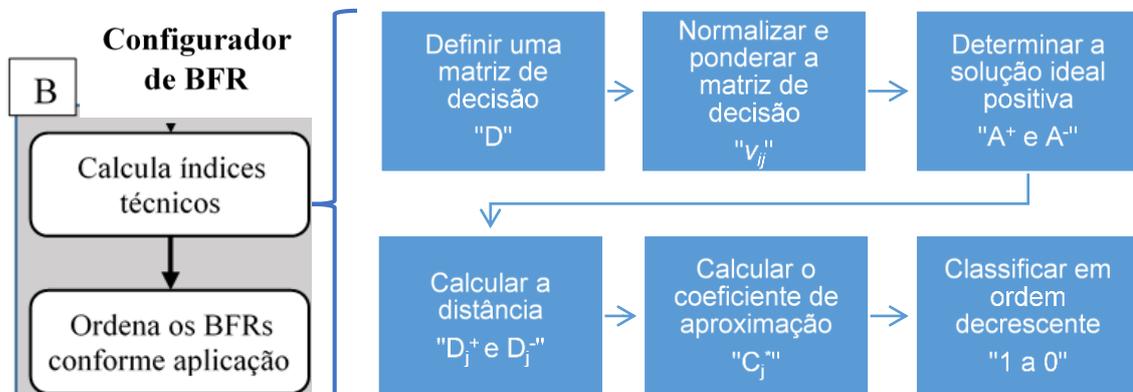
em distâncias que se referem a um cenário ideal (HWANG e YOON, 1981; LIMA JUNIOR e CARPINETTI, 2015; DAMMAK, BACCOUR e ALIM, 2015).

Segundo Lima Junior e Carpinetti (2015), o TOPSIS aponta a alternativa que esteja tão próxima quanto possível de uma solução ideal positiva e o mais distante quanto possível da solução ideal negativa. Para tanto, a referida solução é constituída tomando-se os melhores valores adquiridos pelas alternativas durante o processo de avaliação de cada critério de decisão. Por sua vez, a solução ideal negativa é composta de forma similar, tomando-se como base os piores valores obtidos.

Entre os pontos positivos do TOPSIS destaca-se sua capacidade de modelar valores de critérios quantitativos precisamente conhecidos, processo de coleta de dados simples com pouca quantidade de julgamentos e baixa complexidade computacional. Já as limitações estão relacionadas a modelagem de variáveis qualitativas e restrição a atribuição de pesos.

Na Figura 3.5 estão representados os passos do algoritmo do TOPSIS.

Figura 3.5 – Ordenamento de índices por TOPSIS



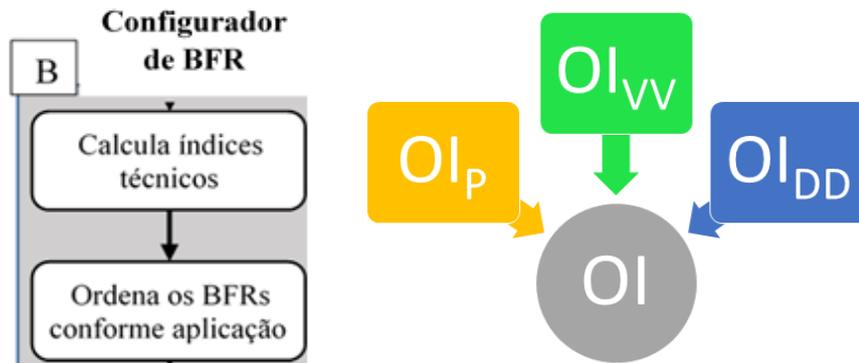
Fonte: Elaborado pelo autor.

Os resultados são obtidos pelo TOPSIS para SCB a partir dos índices I_P , I_{VV} e I_{DD} através equacionamento implantado em planilhas eletrônicas desenvolvidas, conforme apresentado no Apêndice D.

3.3.3 Ordenamento de índices por método desenvolvido para BFR

A alternativa desenvolvida nessa tese está baseada a atribuição de pesos aos índices técnicos. Na Figura 3.6 estão representadas as subetapas e os respectivos índices.

Figura 3.6 – Método desenvolvido para o Ordenamento de Índices de BFR



Fonte: Elaborado pelo autor.

As condições são estabelecidas através do ordenamento dos índices técnicos, que estão apresentados nas Equações 3.4, 3.5 e 3.6. Através da Equação 3.7 é obtida a referida ordem, que consiste na soma dos índices com os respectivos pesos.

$$OI_P \begin{cases} I_P & \text{se } I_P \leq 1 \\ W_P \times I_P & \text{se } I_P > 1 \end{cases} \quad (3.4)$$

$$OI_{VV} \begin{cases} I_{VV} & \text{se } I_{VV} \leq 1 \\ W_{VV} \times I_{VV} & \text{se } I_{VV} > 1 \end{cases} \quad (3.5)$$

$$OI_{DD} \begin{cases} I_{DD} & \text{se } I_{DD} \leq 1 \\ W_{DD} \times I_{DD} & \text{se } I_{DD} > 1 \end{cases} \quad (3.6)$$

$$OI = OI_P + OI_{VV} + OI_{DD} \quad (3.7)$$

Onde

OI_P : Ordenamento I_P .

OI_{VV} : Ordenamento I_{VV} .

OI_{DD} : Ordenamento I_{DD} .

OI : Ordenamento de Índices.

W_P : Peso relacionado ao Índice de Potência (I_P).

W_{VV} : Peso relacionado ao Índice Volt e VAR (I_{VV}).

W_{DD} : Peso relacionado ao Índice DER e DFR (I_{DD}).

Nesta tese, para configurações de BFR com aplicações relacionadas a VVO e CVR, são propostos os pesos de 1 para W_P , 3 para W_{VV} e 2 para W_{DD} , dessa forma a formação de blocos com recursos de Volt e VAR é potencializada. Para aplicações de DSM são adotados pesos de 2 para W_P , 1 para W_{VV} e 3 para W_{DD} , portanto, ele explora blocos com maior representatividade de fonte e carregamento. Em situações de coincidência dos valores calculados para Ordenamento de Índices (OI) das subdivisões, o critério adotado para desempate é a ordem decrescente, em primeiro lugar o I_{VV} , em segundo o I_{DD} e em terceiro, o I_P .

3.4 ANÁLISE TÉCNICA DE BFR

Conforme representado na janela D, do Configurador de BFR, Figura 3.1, são possíveis análise técnica a partir dos pontos de monitoramento atribuídos aos BFRs. Nesta subseção são desenvolvidas equações, a partir das quais são realizadas análises avançadas do comportamento das grandezas elétricas. Os valores pretéritos, atuais e previstos podem subsidiar as tomadas de decisão sobre ações proativas no cenário do sistema de distribuição inteligente particionados em blocos funcionais.

O ponto de referência a ser adotado na análise do BFR pode ser, por exemplo, o primeiro ponto do bloco na direção da fonte para carga, ou ainda, o equipamento mais relevante entre aqueles cobertos pelo bloco. O BFR contempla o conjunto de informações obtidas por esses equipamentos instalados na rede, que são usados como "registradores de grandezas" e "monitores". Desta forma, os pontos de monitoramento são organizados para fornecer informações suficientes para realizar análises avançadas da região geoeletrica. Neste caso, para tomada de decisão proativa, são necessários os valores previstos pelo PGE para os pontos de monitoramento mais relevantes.

Neste contexto a Equação 3.8 estima a energia ativa entre um ponto de monitoramento em análise e um ponto de referência em um período referente ao instante tempo retroativo ou atual e um tempo futuro. De modo similar, a energia reativa é estimada através da Equação 3.9. Além do balanço energético no PM, a queda de tensão entre dois pontos é relevante para tomadas de decisões proativas,

para tanto se propõe o cálculo através da Equação 3.10, considerando os valores de tensão previstos, mas a equação pode ser adequada para situações retroativas e instantâneas. Nesse equacionamento as notações consideram os valores previstos para as grandezas na condição de um passo à frente.

$$BEA_{PMAt_{k+1}} = (P_{PMAt_{k+1}} - P_{PMRt_{k+1}}) * (t_{k+1} - t_k) \quad (3.8)$$

$$BEQ_{PMAt_{k+1}} = (Q_{PMAt_{k+1}} - Q_{PMRt_{k+1}}) * (t_{k+1} - t_k) \quad (3.9)$$

$$\Delta V_{PMAt_{k+1}} = \frac{(V_{PMAt_{k+1}} - V_{PMRt_{k+1}})}{V_{PMRt_{k+1}}} \quad (3.10)$$

Onde:

BEA_{PMAt_k} : Balanço de energia ativa no PM em análise, no instante de tempo t_k .

t_k : instante de tempo para o passo $k=1, \dots, n$.

P_{PMAt_k} : Potência ativa no PM em análise, no instante de tempo t_k .

P_{PMRt_k} : Potência ativa no PM de referência, no instante de tempo t_k .

BEQ_{PMAt_k} : Balanço de energia reativa no PM em análise, no instante de tempo t_k .

Q_{PMAt_k} : Potência reativa no PM em análise, no instante de tempo t_k .

Q_{PMRt_k} : Potência reativa no PM de referência, no instante de tempo t_k .

ΔV_{PMAt_k} : Diferença de tensão entre o PM em análise e o PM de referência, no instante de tempo t_k .

V_{PMAt_k} : Tensão no PM em análise, no instante de tempo t_k .

V_{PMRt_k} : Tensão no PM de referência, no instante de tempo t_k .

No cenário dos sistemas de distribuição inteligentes é necessária a busca por otimização dos recursos energéticos, que culmina na análise de perdas devido o carregamento do sistema. Neste sentido, a partir da Equação 3.11 que representa a forma alternativa de cálculo do fator de perdas a partir da curva de carga, apresentada em Kagan (2005), são propostos os fatores de perdas referente a potência ativa e a potência aparente, conforme Equações 3.12 e 3.13, para estimar o fator nos pontos de monitoramento. Neste caso, as notações do equacionamento apresentado são referentes aos valores instantâneos das grandezas.

$$f_{perda} = \frac{\sum_{i=1,n} D_i^2 * t_i}{D_{m\acute{a}x}^2 * \tau} \quad (3.11)$$

$$FP_{PPMAT_k} = \frac{\sum_{k=1}^n (P_{PMAt_k}^2 * t_k)}{P_{PMAt_k}^2 * (t_k - t_{k-n})} \quad (3.12)$$

$$FP_{SPMAT_k} = \frac{\sum_{k=1}^n ((P_{PMAt_k}^2 + Q_{PMAt_k}^2) * t_k)}{(P_{PMAt_k}^2 + Q_{PMAt_k}^2) * (t_k - t_{k-n})} \quad (3.13)$$

Onde:

f_{perda} : Fator de perdas.

D_i : Demanda instantânea.

$D_{m\acute{a}x}$: Demanda máxima no intervalo τ .

t_i : instante t .

τ : intervalo de tempo determinado.

FP_{PPMAT_k} : Fator de perdas de potência ativa no PM em análise, no instante de tempo t_k .

FP_{SPMAT_k} : Fator de perdas de potência aparente no PM em análise, no instante de tempo t_k .

3.4.1 Método de seleção de técnicas do Previsor de Grandezas Elétricas

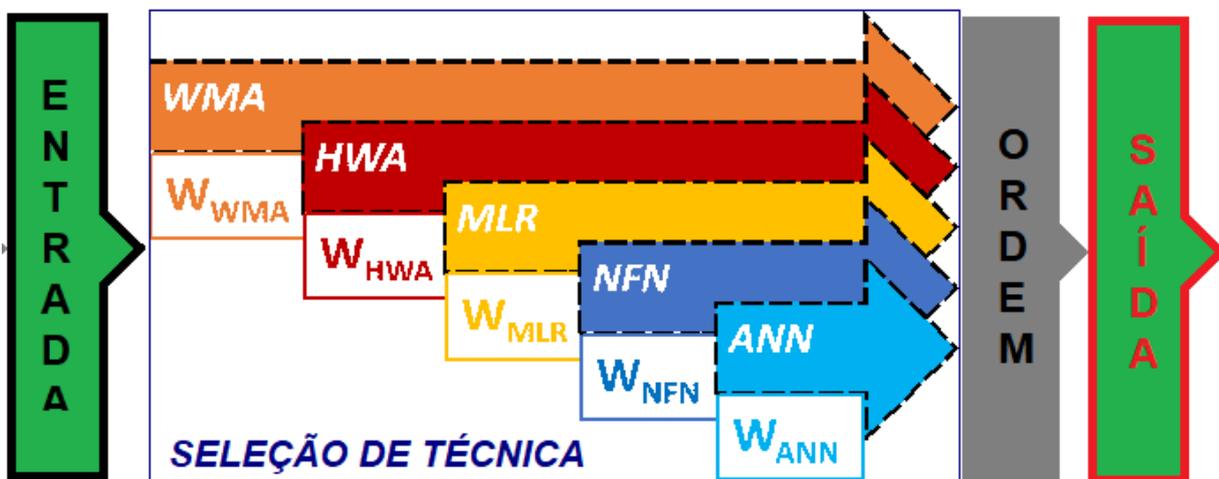
O desafio de fazer previsão de outras grandezas elétricas difere dos trabalhos que focam na melhoria na acurácia do valor previsto para demanda, de tal modo, a subdivisão do sistema em BFR e o PGE são mais abrangentes. Com base na revisão bibliográfica, os esforços no desenvolvimento da metodologia são direcionados para o uso conjunto de diferentes técnicas de previsão. No Apêndice B são apresentados os fundamentos para previsão de grandezas elétricas e no Apêndice C são destacadas as técnicas de previsão usadas na seleção.

No modelo convencional, as ações de controle e operação são usualmente uma reação aos eventos ocorridos. Neste caso, as ações prévias são normalmente baseadas na previsão de demanda concentrada na subestação, em que o método de previsão geralmente usa apenas uma técnica, cuja acurácia fica comprometida diante

da inserção de DER e DFR. De tal modo, as mudanças para um modelo de controle e operação adaptativa passam pela evolução na forma de fazer previsões

Para que os objetivos estabelecidos na tese sejam atingidos é necessário obter previsões consistentes das grandezas elétricas por PM, alinhado ao apresentado na janela D, do Configurador de BFR, Figura 3.1. Nesta seção é detalhado o PGE, o qual se fundamenta no algoritmo desenvolvido para seleção de técnicas de previsão, cujas etapas estão exemplificadas na Figura 3.7 através de um fluxograma sintético são detalhadas a seguir.

Figura 3.7 – Fluxograma do método de seleção de técnicas do PGE



Fonte: Elaborado pelo autor.

Esta configuração permite uma variedade de combinações entre as técnicas escolhidas com base na revisão bibliográfica: Média de Movimento Ponderada (MMP), o Holt-Winters Aditivo (HWA), a Regressão Linear Múltipla (RLM), a Rede Neurofuzzy (RNF) e as Redes Neurais Artificiais (RNA), contextualizadas na seção de revisão bibliográfica.

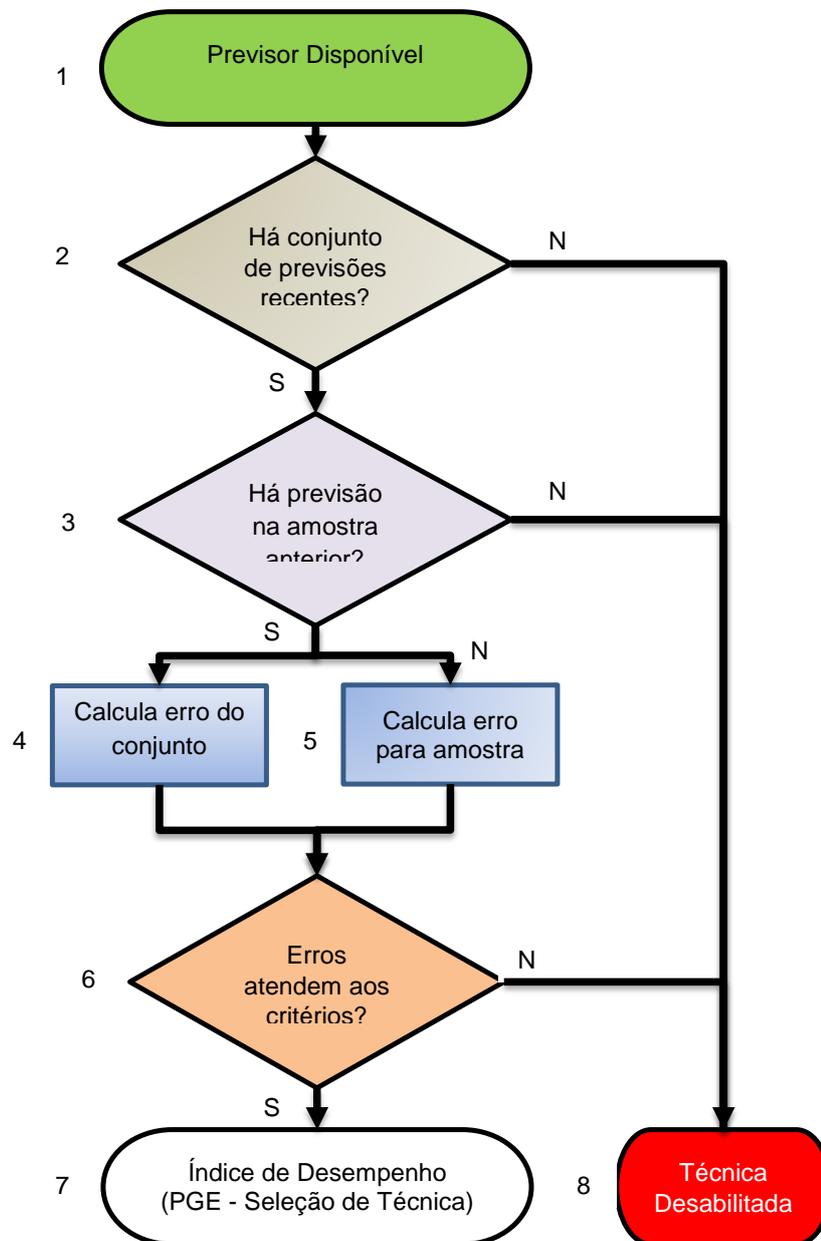
Os parâmetros do PGE atendem ao critério de um passo adiante para a previsão de variáveis individuais no curto e curtíssimo prazo. Na etapa seleção ocorre a definição sobre qual técnica de previsão utilizar para cada amostra de acordo com o índice de desempenho para cada variável de saída (corrente, tensão, potência ativa e potência reativa). Essa configuração desenvolvida diferencia o PGE de outras

metodologias de previsão até então desenvolvidas, normalmente fundamentadas no uso híbrido de técnicas previsão.

Através do PGE são realizadas as previsões simultâneas para as quatro grandezas elétricas (corrente, tensão, potência ativa e potência reativa) através das cinco técnicas (MMP, HWA, RLM, RNF e RNA). Na busca pela seleção ótima foi proposto um conjunto de equações que fundamentam o ordenamento do desempenho das técnicas de previsão. Além do equacionamento referente ao PGE é adotada uma sequência de passos referentes aos critérios de restrição, os quais são organizados para cada uma das técnicas de previsão disponíveis.

Para apresentar uma visão macro dos critérios a serem observados para habilitação da técnica pelo PGE, o esquema da Figura 3.8 traz as principais restrições. Os passos apresentados neste fluxograma são abrangidos a subetapa da janela D, do fluxograma do Configurador de BFR, vide Figura 3.1.

Figura 3.8 – Condições para habilitação da técnica para seleção



Fonte: Elaborado pelo autor.

Os desempenhos das técnicas de previsão são calculados por grandeza para cada amostra, para tanto é necessário apurar os erros comparando os valores previstos e os valores reais. Essas métricas de erro são obtidas através das Equações 3.14 e 3.15.

$$EAGT_{t_k} = \left| \frac{VP_{t_{k+1}} - VR_{t_k}}{VR_{t_k}} \right| \quad (3.14)$$

$$ECGT_{t_k} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^N \left| \frac{VP_{t_{k+1}} - VR_{t_k}}{VR_{t_k}} \right| = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n EAGT_{t_k} \quad (3.15)$$

Onde:

$EAGT_{t_k}$: Erro apurado na amostra A para Grandeza G pela Técnica T.

G: Grandezas elétricas (corrente, tensão, potência ativa e potência reativa).

T: Técnicas de previsão (MMP, HWA, RLM, RNF e RNA).

t_k : instante de tempo para o passo $k=1, \dots, n$.

$VP_{t_{k+1}}$: Valor previsto no horizonte $k+1$ (um passo à frente).

VR_{t_k} : Valor real no horizonte k (último valor conhecido).

$ECGT_{t_k}$: Erro apurado no Conjunto C para Grandeza G pela Técnica T.

O $EAGT_{t_k}$, representa o erro percentual absoluto do valor previsto em relação ao valor real e pode ser comparado com um valor de erro máximo adotado como critério de referência para desativar a técnica da etapa seleção, ou ainda, gerar alarmes a partir de parâmetros estabelecidos.

De forma similar, $ECGT_{t_k}$ corresponde à média dos erros percentuais absolutos de um conjunto de amostras, que nesta tese é composto pelas 3 amostras anteriores (t_{k-4} , t_{k-3} , t_{k-2} e t_{k-1}) a última amostra (t_k), de modo que o histórico recente seja ponderado.

Para obter o ordenamento das técnicas de previsão nesta tese foi elaborado o índice de desempenho, que consiste na Equação 3.16, o qual pondera os resultados das métricas de erro apuradas por $EAGT_{t_k}$ e $ECGT_{t_k}$.

Na etapa de ordenamento podem ser atribuídos pesos por técnica de previsão e tipo de grandeza, como prerrogativa de opção por uma técnica em relação a outra. O ordenamento final para seleção das técnicas é obtido através da Equação 3.17, a partir da atribuição dos pesos nos valores obtidos para o ITG_{t_k} . A inversão empregada visa maximizar o valor, de tal modo, melhora a comparação do resultado por ordem de grandeza e enriquece a interpretação dos valores obtidos.

$$ITG_{t_k} = EAGT_{t_k} + ECGT_{t_k} \quad (3.16)$$

$$OITG_{t_k} = \frac{1}{PTG * ITG_{t_k}} \quad (3.17)$$

Onde:

ITG_{t_k}: Índice de desempenho da técnica T para grandeza G no horizonte de tempo k.

OITG_{t_k}: Ordenamento ITG_{t_k}.

PTG: Peso atribuído a técnica T para grandeza G.

Assim, para cada amostra, a partir do OITG_{t_k}, as grandezas elétricas previstas pela técnica selecionada serão adotadas como variáveis de saída do PGE.

Este formato fornece adaptabilidade da metodologia a mudança das características das variáveis de entrada e saída, cuja propriedade diferencia essa solução de metodologias de previsão convencionais, comumente usadas para a previsão de demanda. Dessa forma, o PGE, se apropria do método de seleção de técnica de previsão para explorar a evolução tecnológica, como a interoperabilidade dos dispositivos e a capacidade de processamento paralelo de dados.

3.4.2 Operabilidade do Previsor de Grandezas Elétricas

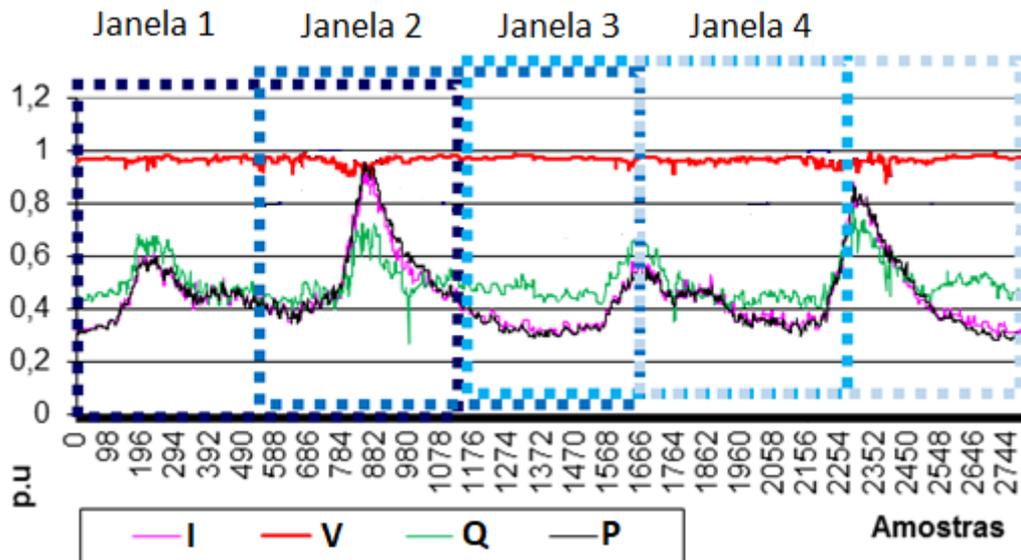
A medida que o PGE for aplicado nos pontos de monitoramento se verifica um grande volume de dados a serem tratados, já que normalmente tem-se registros para quatro grandezas (corrente, tensão, potência ativa e potência reativa) nas três fases (R, S, T). Considerando um ponto de monitoramento trifásico com previsão simultânea pelas cinco técnicas (MMP, HWA, RLM, RNF e RNA), a cada amostra são previstas até sessenta variáveis de saída.

De forma similar à medição síncrona realizada pelos medidores de demanda utilizado pelas distribuidoras de energia, conforme regulamentado em ANEEL (2010), sugere-se como padrão na aplicação da metodologia, para as técnicas que necessitam treinamento, que a frequência por patamar seja diária. Logo, a cada dia são incluídos os novos registros referentes aos novos patamares e descartados os dados referentes às horas do dia mais antigo.

A Figura 3.9 ilustra o movimento da janela de dados no formato *“first-in first out”* (o primeiro que entra é o primeiro que sai) para cada novo conjunto de amostras disponibilizadas e organizadas no formato de patamar. A sequência de patamares

ilustrada corresponde a subdivisão detalhada pela sequência de janelas, para séries de dados referentes as variáveis: corrente elétrica (I), tensão (V), potência reativa (Q) e potência ativa (P).

Figura 3.9 – Janelas de dados referente as amostras por patamares

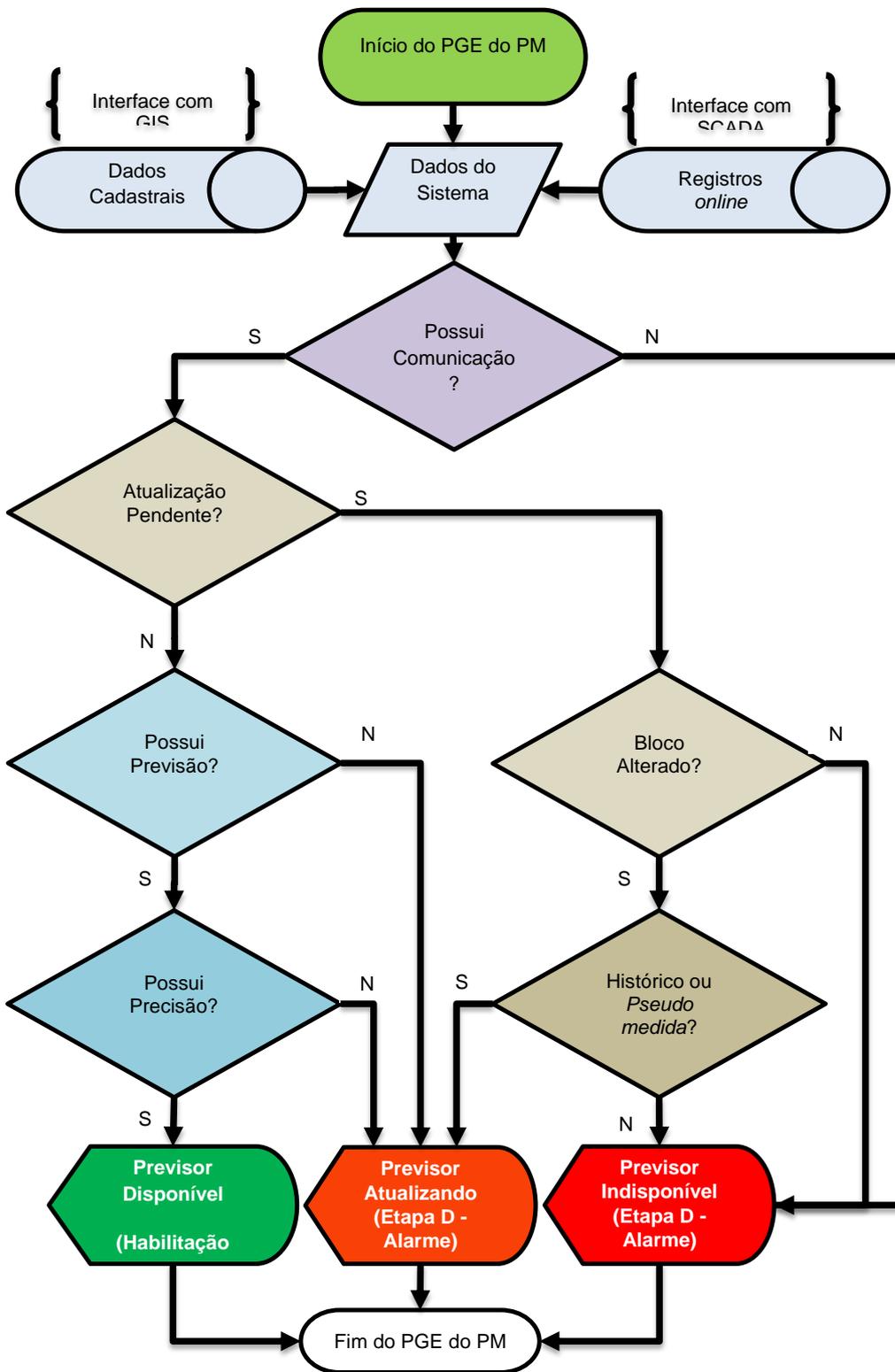


Fonte: Elaborado pelo autor.

Em situações que os resultados da metodologia estejam fora da faixa de precisão adotada para variável, ou ainda, seja verificada mudanças na configuração do sistema elétrico, devem ser tomadas ações corretivas, tais como a checagem da configuração atual do sistema, a realização de novo treinamento do conjunto de amostras e a geração de alarmes de inconsistência de dados.

Nesta linha, a checagem dos tópicos relevantes para operabilidade da metodologia está organizada no formato de fluxograma apresentado na Figura 3.10, a qual corresponde a subetapa da janela D do Configurador de BFR, da Figura 3.1. Desse modo, traz as condições preestabelecidas para disponibilidade do PGE do ponto de monitoramento.

Figura 3.10 – Condições para operabilidade da metodologia

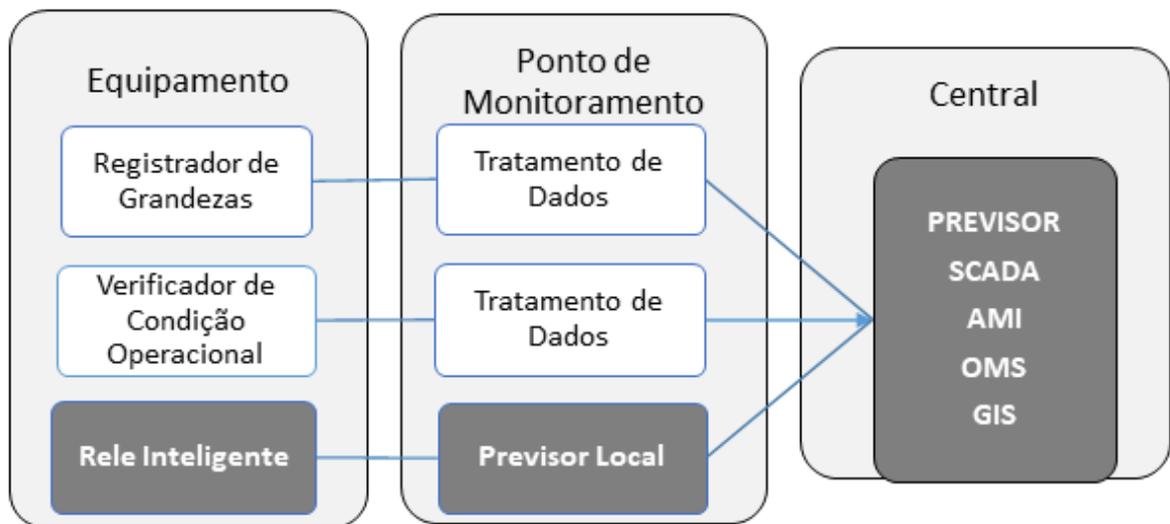


Fonte: Elaborado pelo autor.

3.5 ABRANGÊNCIA DA METODOLOGIA DESENVOLVIDA

Para atender os objetivos da tese propõe-se que o PGE comporte situações de operação local, neste sentido é composto pelo Módulo Local e Módulo Central, já que consiste numa ferramenta de apoio aos sistemas de controle que podem ser centralizadas ou disponibilizadas localmente nos equipamentos da rede de distribuição. A Figura 3.11 ilustra a interação entre os elementos de cada nível que integram a metodologia de previsão de grandezas elétricas apresentada nesta tese.

Figura 3.11 – Recursos explorados para previsão de grandezas



Fonte: Elaborado pelo autor.

- **PGE - Módulo Local**

O Registrador de Grandezas no nível local corresponde ao processo de medir as grandezas através de dispositivos instalados nos sistemas de distribuição. Neste caso, registra as grandezas medidas no próprio equipamento, tais como: a tensão, a corrente, a potência ativa e a reativa. Conforme a disponibilidade de sensores pode também considerar variáveis relacionadas ao clima, obtidas através de miniestação meteorológica, tais como: a temperatura, a umidade e a luminosidade. Essas informações registradas no equipamento a nível local são tratadas e transmitidas de forma *online* para ser armazenada de forma centralizada.

O Verificador de Condição Operacional no nível local tem função complementar ao Registrador de Grandezas. Neste caso é dedicado a verificar o estado de operação

dos instrumentos utilizados na medição de cada grandeza, a fim de identificar dispositivos inoperantes, gerar alarmes e indicar a necessidade pseudomedidas.

O PGE – Módulo Local é destinado ao fornecimento de grandezas previstas para o PM, para tanto pode ser utilizado módulo de previsão acoplado ao próprio equipamento, inserido algoritmo no relé digital de controle ou realizado de forma *online* através de recursos centralizados. Mesmo que este elemento atue a nível distribuído é importante a disponibilidade de comunicação bidirecional, pois é necessária a sincronização periódica com o controle central a fim de atualizar os parâmetros da metodologia, a data e a hora.

O PGE – Módulo Local se refere a proposta de inserir a metodologia de previsão nos dispositivos instalados ao longo do alimentador, alinhado ao conceito de recursos embarcados. Assim, o PGE pode ser aplicado para pontos de monitoramento que atuam como autônomos ou de forma centralizada.

- **Previsor de Grandezas - Módulo Central**

A nível central, em complemento as funcionalidades atribuídas aos sistemas corporativos e aos sistemas supervisórios, é realizada a organização dos dados dos diversos pontos de monitoramento, bem como a atribuição de parâmetros de acordo com o Configurador de BFR. Dessa forma, explora as informações *online* dos pontos de monitoramento, considera os dados históricos do supervisório e interage com recursos avançados, como estimadores de estado para obter pseudomedidas.

O Previsor de Grandezas – Módulo Central pode ponderar as informações do alimentador como um todo e subsidiar as ferramentas de tomada de decisão através da disponibilidade de valores previstos para serem utilizadas como variável de entrada nos sistemas de controle, que adotam ações proativas.

- **Considerações finais**

Neste capítulo foi apresentada a metodologia para configuração dos BFR, a qual é baseada em índices técnicos que comparam a subdivisão em relação ao alimentador. As premissas definidas e as etapas adotadas foram sintetizadas no fluxograma da metodologia, o qual foi validado a partir de uma aplicação simulada no circuito IEEE 123 Adaptado.

O capítulo também trouxe o equacionamento para fundamentar o procedimento de subdivisão, a operabilidade da metodologia de previsão de grandezas elétricas baseado na seleção de técnicas e a equações desenvolvidas para análise técnica avançada dos pontos de monitoramento.

Diante do apresentado neste capítulo se identifica a possibilidade de aplicação da metodologia de BFR, já que os critérios de configuração de blocos a partir das subdivisões possíveis dos alimentadores são baseados em índices técnicos que podem ser replicados para outros circuitos dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

A metodologia de previsão de grandezas elétricas, detalhada neste capítulo, evidencia que a previsão é realizada de forma simultânea por técnicas distintas, para em seguida ser realizado o ordenamento e a seleção. A metodologia baseada na seleção de técnicas abrange aplicações a nível local e centralizado, bem como pode ser explorada no âmbito universal.

No Capítulo 5 são apresentadas as etapas de aplicação da metodologia num cenário teste para Bloco Funcional de Rede e Ponto de Monitoramento. Neste sentido, são realizadas análises no IEEE 123 Adaptado e no Alimentador adotado para simulações, a fim de validar os critérios e premissas propostos na metodologia.

4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS E DISCUSSÃO

Este capítulo apresenta as simulações do cenário teste desenvolvido a partir de Bloco Funcional de Rede, com objetivo de evidenciar as aplicações para ações proativas de VVO e DSM a partir do Previsor de Grandezas Elétricas. O PGE é aplicado para previsão de tensão, potência reativa e corrente a partir de conjunto de dados obtidos por simulação do circuito IEEE 123 Adaptado e de medições reais extraídas do sistema supervisório do Alimentador de distribuidora de energia. Neste capítulo são apresentadas oportunidades de aplicação da metodologia e indicadas alternativas para ações relacionadas a DSM e VVO. Também são apontadas melhorias nos dispositivos de controle e operação para comportar novas funcionalidades.

4.1 SISTEMA IEEE 123 BARRAS ADAPTADO

Os circuitos testes foram criados com o propósito dos pesquisadores comparar os resultados de metodologias a partir de alimentadores com uma série de parâmetros predefinidos, no IEEE 123 Node Test Feeder (IEEE, 2014) constam as informações sobre os diversos elementos que compõem o circuito. No caso do alimentador de teste - IEEE 123 barras - pode ser utilizado para diversas simulações, mas em especial para situações de queda de tensão e controle de reativos. O circuito original pode ter quatro reguladores de tensão, banco de capacitores em derivação e múltiplas chaves seccionadoras que possibilitam manobras. A configuração do circuito IEEE 123 Barras está representada na Figura 4.1.

Esse circuito é explorado nesta tese para análise de subdivisão do sistema em BFR, para tanto se propõe a adaptação dos métodos existentes de ordenação de rede para topologias específicas. O objetivo da ordenação é estabelecer a sequência de trechos no sentido do fluxo a partir da barra da subestação. Exemplificando o primeiro trecho de rede do circuito apresentado no detalhe da Figura 4.1, se observa que é constituído pela barra 150 da subestação e pela barra imediatamente a jusante, trecho entre 150 a 149. Neste caso a barra “pai” é a 150, logo, a “filha” é a 149, a qual possui a barra 1 como “filha”, que por sua vez têm três barras filhas: 2, 7 e 3.

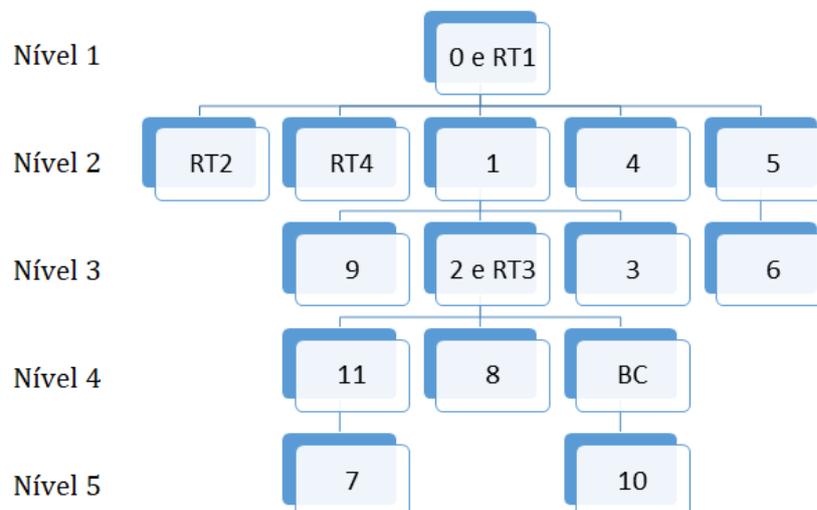
Tabela 4.1 – Ordenação dos elementos do IEEE 123 Adaptado

Nó A	Nó B	Elemento	Nome	Pai 1	Pai 2	Pai 3	Pai 4	Pai 5	Pai 6
13	152	Seccionador	1	0	RT1	-	-	-	-
18	135	Seccionador	5	0	RT1	-	-	-	-
60	160	Seccionador	2	1	0	RT1	-	-	-
61	610	Seccionador	3	1	0	RT1	-	-	-
97	197	Seccionador	11	RT3	2	1	0	RT1	-
150	149	Seccionador	0	RT1	-	-	-	-	-
250	251	Seccionador	4	0	RT1	-	-	-	-
450	451	Seccionador	8	RT3	2	1	0	RT1	-
54	94	Seccionador	9	1	0	RT1	-	-	-
151	300	Seccionador	6	5	1	0	RT1	-	-
300	350	Seccionador	7	11	RT3	2	1	0	RT1
95	195	Seccionador	10	C1	RT3	2	1	0	RT1
83	83	Capacitor	C1	RT3	2	1	0	RT1	-
150	149	Regulador	RT1	-	-	-	-	-	-
9	14	Regulador	RT2	0	RT1	-	-	-	-
25	26	Regulador	RT4	0	RT1	-	-	-	-
160	67	Regulador	RT3	2	1	0	RT1	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor.

Os elementos “redundantes”, como caso da chave seccionadora “0” e “RT1”, assim como “2” e “RT3”, são consideradas de mesmo nível na ordenação. Nas situações em que os elementos não possuem trechos de rede a montante, caso de “3”, “4”, “6”, “7”, “8”, “9” e “10”, não são úteis para constituir BFR, mas são importantes pontos de monitoramento. A topologia está representada na Figura 4.2.

Figura 4.2 – Sistema IEE 123 Barras Adaptado após ordenação dos elementos



Fonte: Elaborado pelo autor.

Numa primeira etapa são consideradas subdivisões candidatas a partir de cada um dos 7 elementos dos 4 níveis de ordenação. Nas etapas posteriores são consideradas todas as combinações possíveis entre os elementos de níveis distintos. A relação das subdivisões possíveis está apresentada na Tabela 4.2, na qual são apresentados os equipamentos dos extremos da subdivisão.

Tabela 4.2 – Subdivisões candidatas a BFR no IEEE 123 Adaptado

Elemento Série	Equipamento de Fronteira	Subdivisão Candidata
RT1 ou 0	-	AL
RT1 ou 0	1, 5, 4	S1
RT2	-	S2
RT4	-	S3
RT1 ou 0	4, 5, 2, 3, 9	S4
RT1 ou 0	4, 6, 1	S5
RT1 ou 0	4, 6, 2, 3, 9	S6
RT1 ou 0	4, 6, 3, 9, 11, 8, 10	S7
RT1 ou 0	4, 5, 3, 9, 6, 7, 8, 10	S8
RT1 ou 0	4, 5, 3, 9, 11, 8, 10	S9
1	3, 9, 6, 7, 8, 10	S10
1	3, 9, 11, 8, 10	S11
5	6	S12
1	2, 3, 9	S13
2 ou RT3	6, 7, 8, 9, 10	S14
2 ou RT3	8, 9, 10, 11	S15
11	6, 7	S16

Fonte: Elaborado pelo autor.

O uso de sistemas testes se justifica pela possibilidade de reprodução dos resultados e ausência de situações reais com monitoramento das grandezas em todos elementos a serem considerados no estudo de caso.

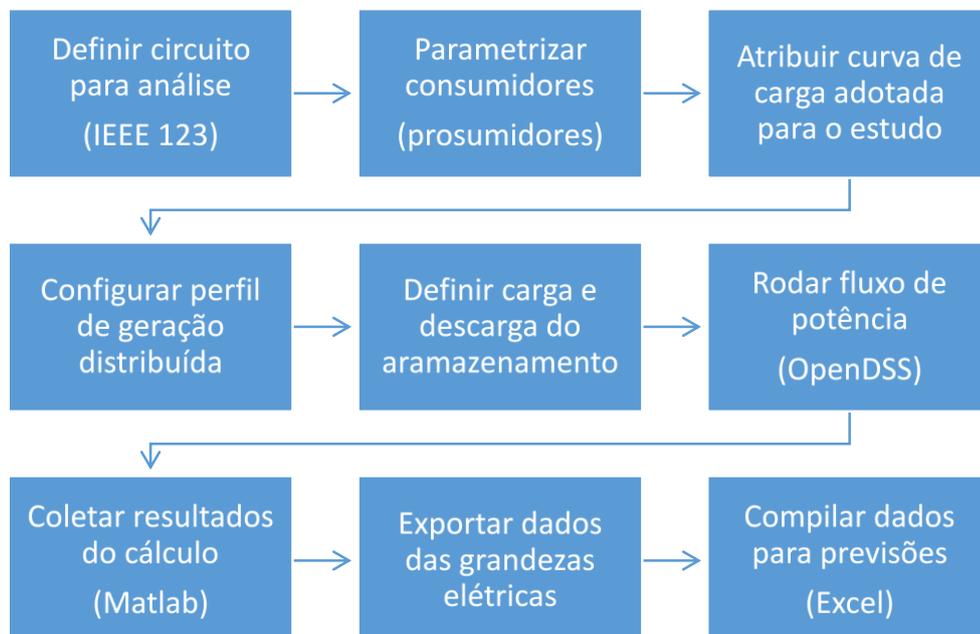
Para essa finalidade foram utilizadas as plataformas de simulação POWERSYSLAB (2015) e EPRI (2013, 2015). A primeira apresenta versatilidade para visualização e a segunda, Open Distribution System Simulator – OpenDSS, é uma ferramenta computacional de código aberto para simulação de sistemas de energia, comumente utilizada na análise de redes elétricas convencionais, que, entre as diversas aplicações, se destaca nos estudos de redes inteligentes e pesquisas com DER e DFR. A escolha do OpenDSS está relacionada a possibilidade de analisar os resultados em intervalos de tempos em minutos, já que na maioria dos programas

computacionais os cálculos de fluxo de potência são restritos a horas. Nesta plataforma foi realizada o modelamento da rede de distribuição, atribuídos os parâmetros aos elementos, as respectivas cargas das unidades consumidoras, as unidades de geração distribuída e os sistemas de armazenamento. e, por conseguinte, obtido cálculo de fluxo de potência do sistema com intervalos de minutos.

O Matlab® foi a ferramenta computacional adotada para obter informações diretamente do OpenDSS, bem como realizar o tratamento dos dados referentes a cada grandeza elétrica nos respectivos nós e linhas. Os recursos dessa plataforma possibilitam integração com bibliotecas para aplicações RNA, RNF, Simulink e permitem exportar esses dados para diferentes formatos, como planilha eletrônica - Microsoft Excel®, desse modo, são disponibilizados para as simulações dos pontos de monitoramento relacionados ao Previsor de Grandezas e BFR.

Na Figura 4.3 está representada a sequência de ações realizadas para obter os dados das grandezas elétricas do IEEE 123 Adaptado a partir das plataformas de simulação OpenDSS, Matlab e Excel.

Figura 4.3 – Fluxograma para obter dados do IEEE 123 Adaptado



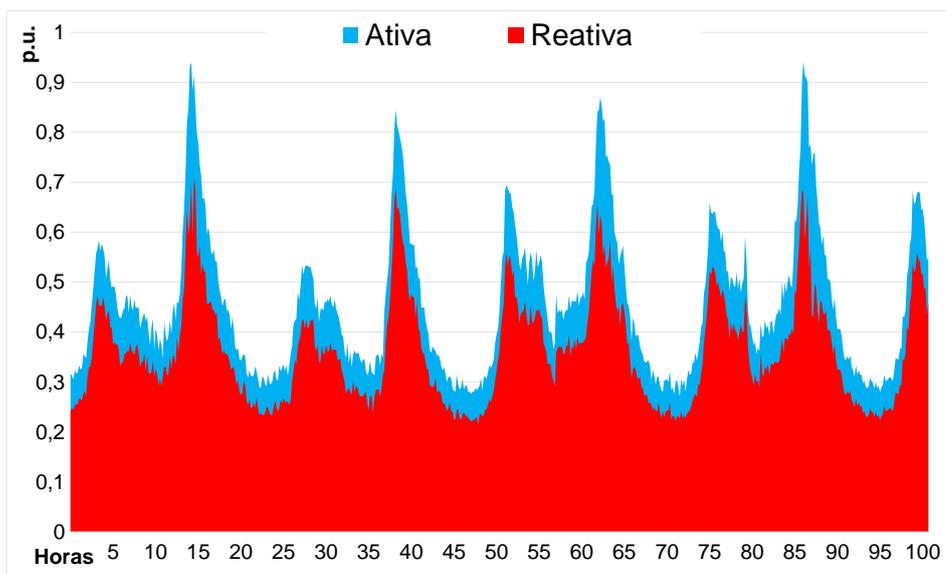
Fonte: Elaborado pelo autor.

O circuito original é considerado estável e com poucos problemas de convergência, por isso, nesta tese foi adaptado para criar cenários desafiadores para

configuração de bloco e previsão de grandezas elétricas no curtíssimo prazo. Dessa forma algumas características do sistema foram alteradas para adequar ao objetivo de gerar séries de dados a partir do cálculo do fluxo de potência em intervalos de minutos, considerando a topologia da rede.

Nessa adaptação do modelo original IEEE 123 Barras, nesta tese referenciado como IEEE 123 Adaptado, o carregamento foi aumentado 2,5 vezes e a tensão original de 4,16kV foi alterada para 13,8kV por ser mais usual no Brasil. A Figura 4.4 ilustra a curva de carga utilizada nesta tese, a qual não é considerada típica, uma vez que foi extraída de medidas reais e contém variações acentuadas que representam os cenários esperados em sistemas de distribuição com presença significativa de DER e DFR.

Figura 4.4 – Curva de carga aplicada no IEEE 123 Adaptado



Fonte: Elaborado pelo autor.

Originalmente o IEEE 123 Barras não contempla os recursos distribuídos, para tanto foi adaptado nesta tese. Como a adesão aos DER e DFR é facultativa ao consumidor, as unidades de GD são alocadas aleatoriamente nos barramentos do circuito até atingir 30% da potência total do alimentador, com a curva típica da fotovoltaica, aumentando de 7 a 12 da manhã e diminuindo até as 18 horas. Ainda nos critérios estabelecidos para GD, em correlação a capacidade econômica, são

considerados que 70% das unidades consumidoras industriais possuem conexão de GD, de forma similar foi adotado 50% para classe comercial e 30% para residências.

Esses mesmos critérios são considerados para inserção dos armazenadores de energia nos barramentos, cujo ciclo de carregamento adotado corresponde a 6 horas consecutivas entre as 9 e as 15 horas, já a descarga ocorre por 3 horas, entre 18 e 21 horas. A topologia de rede com perfil da curva de carga adotada, geração distribuída fotovoltaica e sistema de armazenamento por patamar traz um cenário desafiador em termos de previsão. As potências por fase da geração distribuída e armazenadores de energia e a respectiva alocação dos elementos nas barras estão apresentadas na Tabela 4.3 a seguir.

Tabela 4.3 – Potência dos elementos distribuídos do IEEE 123 Adaptado

(continua)

Barra	GD A	GD B	GD C	Armazena A	Armazena B	Armazena C
1	50	0	0	50	0	0
6	0	0	70	0	0	75
7	15	0	0	25	0	0
12	0	15	0	0	25	0
16	0	0	50	0	0	50
20	30	0	0	25	0	0
24	0	0	30	0	0	25
28	50	0	0	50	0	0
32	0	0	25	0	0	25
33	50	0	0	50	0	0
34	0	0	50	0	0	50
38	0	15	0	0	25	0
43	0	70	0	0	75	0
45	35	0	0	25	0	0
48	122,5	122,5	122,5	125	125	125
49	0	52,5	0	0	50	0
53	30	0	0	25	0	0
55	25	0	0	25	0	0
56	0	25	0	0	25	0
60	35	0	0	25	0	0
62	0	0	70	0	0	75
63	70	0	0	75	0	0
65	61,25	0	122,5	0	0	100
66	0	0	93,75	50	0	0
69	50	0	0	25	0	0
70	25	0	0	50	0	0
71	50	0	0	0	0	25
75	0	0	30	0	0	25

Tabela 4.3 – Potência dos elementos distribuídos do IEEE 123 Adaptado

(conclusão)

Barra	GD A	GD B	GD C	Armazena A	Armazena B	Armazena C
76	183,75	0	122,5	175	0	125
77	0	30	0	0	25	0
79	70	0	0	75	0	0
82	30	0	0	25	0	0
84	0	0	35	0	0	25
86	0	25	0	0	25	0
87	0	30	0	0	25	0
88	50	0	0	50	0	0
90	0	30	0	0	25	0
96	0	15	0	0	25	0
99	0	70	0	0	75	0
100	0	0	30	0	0	25
103	0	0	70	0	0	75
104	0	0	50	0	0	50
106	0	50	0	0	50	0
109	50	0	0	50	0	0
Total	1082,5	550	971,25	1050	575	975

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2 CONFIGURADOR DE BFR APLICADO NO IEEE 123 BARRAS ADAPTADO

Para representar o sistema de distribuição neste estudo, foi adotado o circuito radial de teste IEEE 123 Barras, o qual foi adaptado à aplicação e está detalhado no Apêndice A. As redes aéreas e subterrâneas, cargas desequilibradas de corrente, potência e impedância constante são os elementos que caracterizam este modelo (IEEE, 1991, 2014).

De acordo com o definido no fluxograma do Configurador de BFR a varredura é realizada percorrendo o alimentador a partir da subestação em direção as extremidades dos ramais, considerando os pontos de monitoramento relevantes para mapeamento de todas as subdivisões possíveis. Para tanto o método de troca de ramos foi adaptado para identificar as subdivisões do alimentador a serem avaliadas como BFR, baseado no método de ordenação de rede utilizado por Kagan (2005), de forma similar a aplicação em Pfitscher (2013), Koutsoukis et al. (2017) e Roberge et al. (2017).

Considerando as restrições do sistema radial, o método de ordenação estabelece as condições para identificar os pontos de monitoramento que pertencem

a subdivisão candidata a bloco, os quais são identificados a partir do elemento série da borda inicial da subdivisão até os equipamentos de fronteira da subdivisão. A sequência da varredura do circuito consiste em inicialmente realizar a ordenação dos ramos da rede, em seguida os nós e ramos são relacionados ao elemento série e por último são identificadas todas as subdivisões possíveis.

Na Figura 4.1, que mostra a topologia do IEEE 123 Adaptado, os equipamentos relacionados ao controle de tensão e ao controle de reativos são representados por BC, RT1, RT2, RT3 e RT4. Os equipamentos de proteção e manobra são representados pela sequência de chaves seccionadoras de 0 a 11 e as unidades de média tensão referentes aos equipamentos de DER e de DFR são representadas pela sequência de A à F. O detalhe destacado pelo polígono na referida figura representa os elementos séries limítrofes da subdivisão “S13” contida na Tabela 4.4, em que “1” é referente ao inicial e “2”, “3” e “9” são os respectivos elementos de fronteira.

A Tabela 4.4 traz as características quantitativas do Alimentador (AL) e das Subdivisões Candidatas a Bloco (SCB), as quais são relevantes para o cálculo do Índice de Potência (I_P), do Índice de Volt e VAR (I_{VV}) e do Índice de DER e DFR (I_{DD}). Esses índices possibilitam obter o Ordenamento I_P (O_{I_P}), Ordenamento I_{VV} ($O_{I_{VV}}$) e o Ordenamento I_{DD} ($O_{I_{DD}}$), cujos resultados estão apresentados na Tabela 4.5 para aplicação referente a VVO e CVR.

Tabela 4.4 – Características do IEEE 123 Adaptado

Elemento Série	Equipamento de Fronteira	SCB	Área (km ²)	PDT (MRTA)	EMT (km)	QVV	QDD
0	-	AL	36	11,34	58	5	6
0	1,5,4	S1	11	2,97	22	3	2
RT2	-	S2	1,5	0,124	0,917	1	0
RT4	-	S3	2	0,124	1,222	1	0
0	4,5,2,3,9	S4	16	4,86	30,5	3	3
0	4,6,1	S5	17	4,59	31,5	3	3
0	4,6,2,3,9	S6	22	6,48	40	3	4
0	4,6,3,9,11,8,10	S7	31	9,99	52	5	5
0	4,5,3,9,6,7,8,10	S8	30	9,72	48,5	5	5
0	4,5,3,9,11,8,10	S9	25	8,37	42,5	5	4
1	3,9,6,7,8,10	S10	19	6,75	26,5	2	3
1	3,9,11,8,10	S11	14	5,4	20,5	2	2
5	6	S12	6	1,62	9,5	0	1
1	2,3,9	S13	5	1,89	8,5	0	1
2	6,7,8,9,10	S14	11	2,97	15,5	2	2
2	8,9,10,11	S15	9	3,51	12	2	1
11	6,7	S16	5	1,35	6	0	1

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 4.5 – Índices das subdivisões candidatas para aplicação de VVO

SCB	I _P	I _{VV}	I _{DD}	OI _P	OI _{VV}	OI _{DD}
AL	0,315	0,086	0,103	1	1	1
S1	0,27	0,136	0,09	0,85	4,74	0,87
S2	0,082	1,09	0	0,26	6	0
S3	0,061	0,818	0	0,19	6	0
S4	0,303	0,098	0,098	0,96	3,42	0,95
S5	0,27	0,095	0,095	0,85	3,31	0,92
S6	0,294	0,075	0,1	0,93	0,87	0,96
S7	0,322	0,096	0,096	1,02	3,34	0,92
S8	0,324	0,103	0,103	1,02	3,58	0,99
S9	0,334	0,117	0,094	1,06	4,09	0,9
S10	0,355	0,075	0,113	1,12	0,87	2,18
S11	0,385	0,097	0,097	1,22	3,39	0,94
S12	0,27	0	0,105	0,85	0	2,03
S13	0,378	0	0,117	1,2	0	2,27
S14	0,27	0,129	0,129	0,85	4,49	2,49
S15	0,39	0,166	0,083	1,23	5,79	0,8
S16	0,27	0	0,166	0,85	0	3,22

Fonte: Elaborado pelo autor.

Através de uma análise de inspeção sobre os conteúdos da **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, bem como o contido na Tabela 4.4 e Tabela 4.5, se observa que há consistência nos blocos propostos pelo Ordenamento de Índices de BFR em relação à Lógica Fuzzy e TOPSIS. Por exemplo, o bloco S15 está nas primeiras posições nos três métodos e o S6 está nas últimas posições.

Na Tabela 4.6 são apresentados os resultados obtidos para as subdivisões candidatas do circuito IEEE 123 Adaptado, através do TOPSIS, Fuzzy e Ordenamento de BFR.

Tabela 4.6 – Ordenamento de SCB para aplicação de VVO em BFR

SCB	Método TOPSIS	Lógica Fuzzy	Método BFR
1	S2	S7	S2
2	S14	S11	S15
3	S16	S9	S14
4	S15	S8	S3
5	S10	S15	S1
6	S13	S4	S9
7	S3	S5	S8
8	S11	S1	S11
9	S9	S14	S4
10	S1	S13	S7
11	S12	S10	S5

(continua)

Tabela 4.6 – Ordenamento de SCB para aplicação de VVO em BFR

(conclusão)

SCB	Método TOPSIS	Lógica Fuzzy	Método BFR
12	S8	F	S10
13	S7	S3	S16
14	S4	S2	S13
15	S5	S6	F
16	F	S12	S12
17	S6	S16	S6

Fonte: Elaborado pelo autor.

De acordo com a Tabela 4.6, o conjunto das primeiras 10 posições, observa-se que 80% de SCB do Ordenamento de Índices de BFR estão contidas no conjunto da Lógica Fuzzy e 70% estão no conjunto das primeiras 10 posições de TOPSIS. Na TOPOISIS é identificada uma incoerência na posição da S16 em relação a aplicação proposta, uma vez que I_{VV} é zero para este bloco. Já no resultado da Lógica Fuzzy se observa incoerência para S2 e S3, uma vez que estes possuem equipamentos de regulação de tensão.

Tabela 4.7 – Ordenamento de SCB para aplicação de DSM em BFR

SCB	Método TOPSIS	Lógica Fuzzy	Método BFR
1	S10	S7	S10
2	S14	S11	S14
3	S16	S9	S13
4	S13	S8	S16
5	S15	S15	S15
6	S11	S4	S11
7	S9	S5	S9
8	S8	S1	S8
9	S7	S14	S7
10	S12	S13	S12
11	F	S10	S1
12	S1	F	S4
13	S2	S3	F
14	S3	S2	S5
15	S4	S6	S6
16	S5	S12	S2
17	S6	S16	S3

Fonte: Elaborado pelo autor.

De acordo com a Tabela 4.7, o conjunto das primeiras 10 posições, observa-se que 70% de SCB do Ordenamento de Índices de BFR estão contidas no conjunto da Lógica Fuzzy e 100% estão no conjunto das primeiras 10 posições de TOPSIS.

De tal modo, a Lógica Fuzzy permite a configuração de regras que abrangem as características geoelétricas dos blocos através de inferências, mas o processo de ajuste de regras e parâmetros não é trivial para esse nível de detalhamento. Dessa forma, a classificação qualitativa e quantitativa depende da habilidade de especialista.

O TOPSIS tem um importante embasamento matemático, mas não permite atribuição de pesos e pode não capturar adequadamente o comportamento dos índices propostos em relação ao tipo de aplicação. Essa característica influencia o ordenamento incoerente de alguns itens.

O método desenvolvido para o Ordenamento de Índices de BFR supera alguns pontos frágeis identificados na Lógica Fuzzy e TOPSIS, já que possibilita a atribuição de pesos, possui baixa complexidade computacional, dispensa à alteração de parâmetros para cada alimentador e apresenta resultados interpretáveis.

Assim, de acordo com o tipo de aplicação, pode ser otimizado o número de blocos a ser considerado nas tomadas de decisões proativas, considerando o ordenamento final apresentado pelo Configurador de BFR baseado no método de Ordenamento de Índices de BFR desenvolvido nesta tese.

4.3 BFR TESTE A PARTIR DO IEEE 123 BARRAS ADAPTADO

No cenário das REI ocorre a conexão expressiva de DER e DFR, os quais são referenciados nesta tese como recursos distribuídos de energia e condicionamento de energia. Dessa forma, ocorrem mudanças significativas no comportamento da carga e no perfil de tensão, bem como possíveis alterações no fluxo de reativos. Nos sistemas de distribuição tradicional com configuração radial, os quais predominam no Brasil, os equipamentos geralmente operam de forma autônoma (KAGAN, 2011).

O propósito dessa seção é identificar os desafios e os ganhos possíveis a partir da evolução de um equipamento regulador de tensão que inicialmente opera no modo autônomo e por último considera a abrangência dos conceitos de BFR.

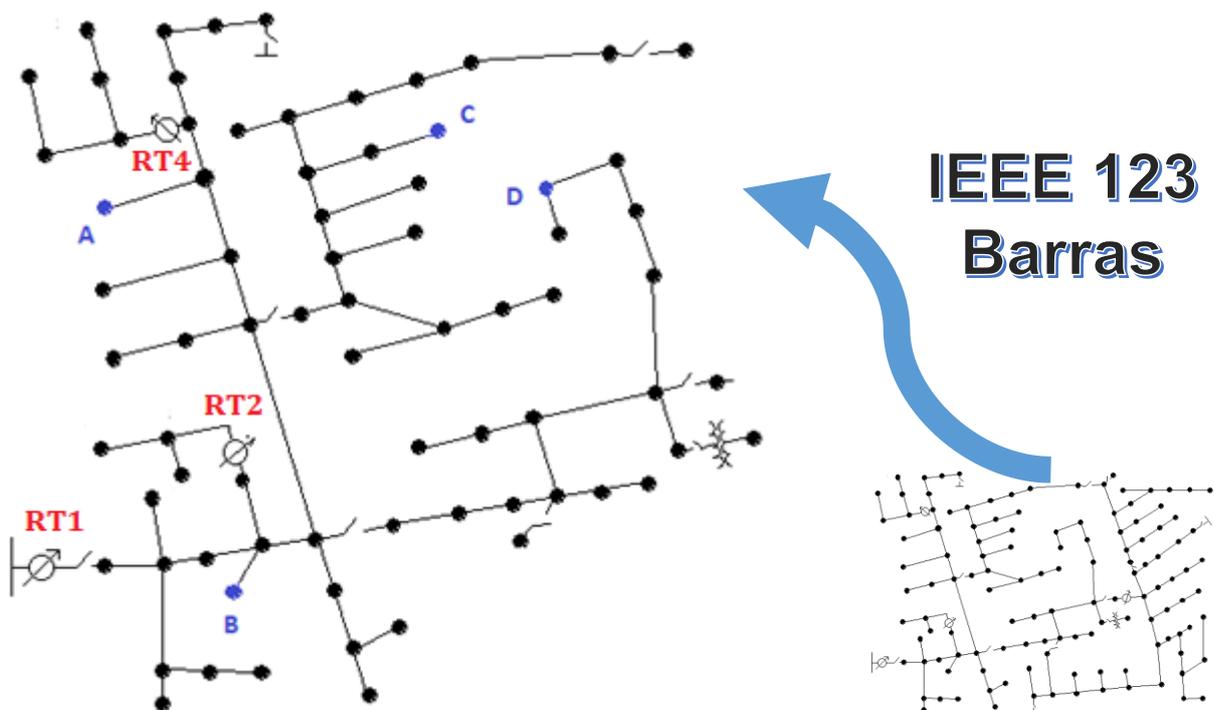
Para evidenciar a contribuição da metodologia apresentada nesta tese propõe-se a análise da área de influência dos equipamentos que integram um BFR a partir da subdivisão do IEEE 123 Adaptado, denominado BFR Teste - IEEE.

O BFR Teste - IEEE, ilustrado na Figura 4.5, é composto por quatro pontos de monitoramento: RT1, A, C e D. Nesta topologia proposta, o ponto de monitoramento referente a RT1 corresponde ao equipamento regulador de tensão, o A contém uma conexão expressiva de GD, B armazenadores de energia combinado com Banco de Capacitores, C têm elementos armazenadores de energia e no D predomina a conexão de cargas móveis.

Diante dessa configuração é possível analisar uma cadeia de ações visando otimizar o custo da tomada de decisão para o ajuste da tensão no BFR Teste - IEEE:

1. Regulador de tensão mais próximo no sentido da carga para fonte, RT1;
2. Transformador de força da subestação, SE;
3. Geração distribuída, A;
4. Banco de Capacitores, B;
5. Armazenadores de energia C;
6. Cargas móveis concentradas, D;
7. Ações de DSM.

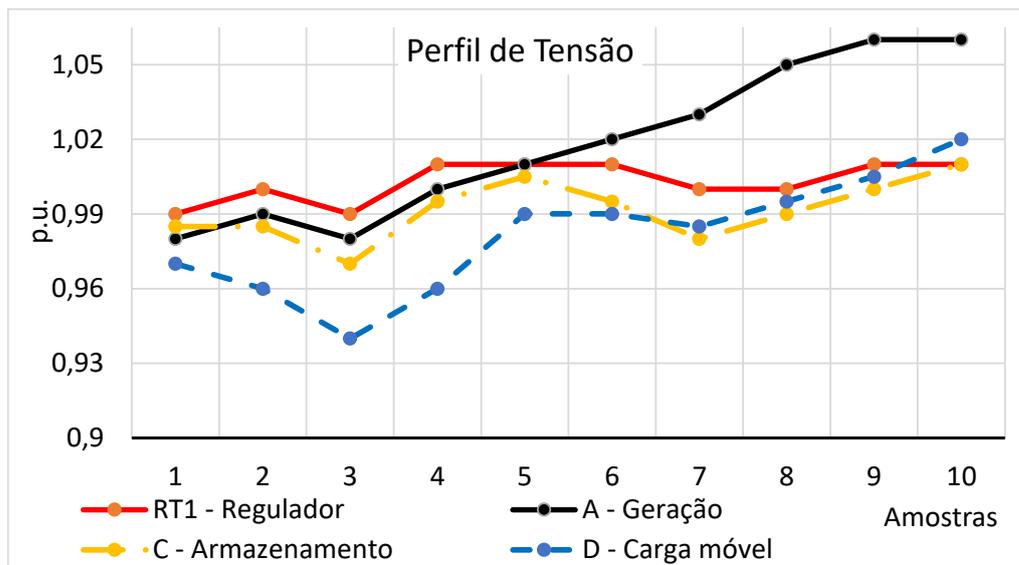
Figura 4.5 – Equipamentos membros do BFR Teste – IEEE



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 4.6 são apresentados os perfis de carga ilustrativos em quatro pontos de monitoramento, de modo que os problemas sejam evidenciados e as ações possam ser analisadas para aplicações de DSM e VVO.

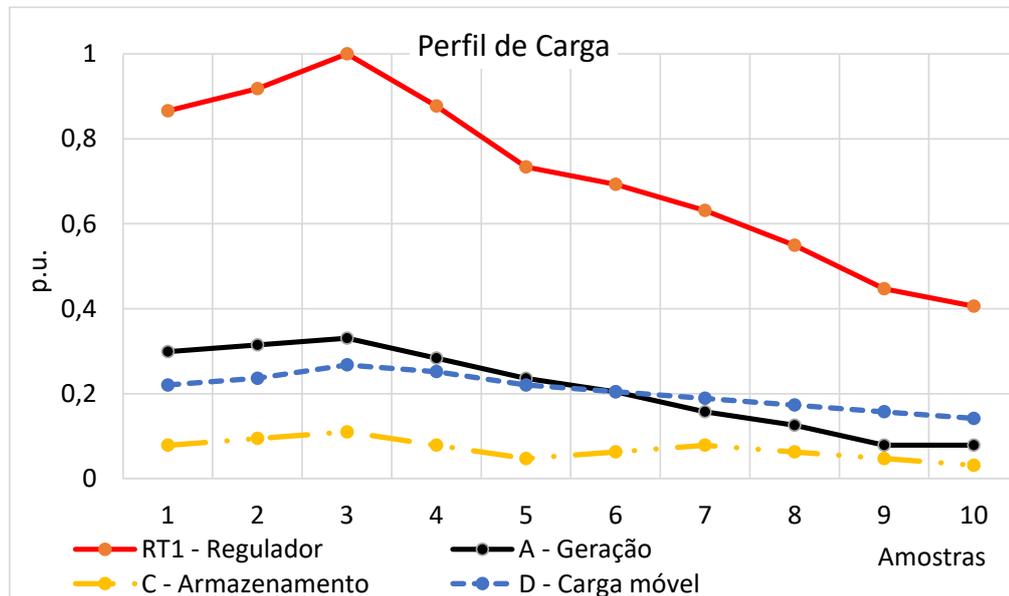
Figura 4.6 – Perfil de carga em quatro pontos de monitoramento do BFR Teste – IEEE



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na amostra 3 da Figura 4.6 se observa o pico de carga nos quatro PMs em análise, já na Figura 4.7 se verifica um nível de tensão menor que nas demais amostras. A partir das amostras 4 e 5 está representada uma redução da carga, principalmente pela carga no ponto A, que monitora a injeção de energia pelas unidades de GD. Já a tensão nessas amostras apresenta um comportamento de elevação, sendo que na GD é mais acentuada.

Figura 4.7 – Perfil de tensão nos pontos de monitoramento do BFR Teste – IEEE



Fonte: Elaborado pelo autor.

Numa aplicação de tomada de decisões proativas sobre DSM para evitar o pico de carga verificado na amostra 3, podem ser acionados os mecanismos de incentivo à redução de carga na amostra 2. Cabe observar que a CVR não é indicada caso o nível de tensão estiver baixo, como ilustrado na Figura 4.7. Continuando a análise da carga representada na Figura 4.6, a partir das amostras 4 e 5 podem ser realizadas ações como: ativação da CVR, acionamento do carregamento dos armazenadores distribuídos de energia, conexão das cargas móveis, ou ainda, aplicar tarifas dinâmicas. Na análise de oportunidades para aplicação de VVO, se observa tensão baixa no ponto D na amostra 3 e tensão elevada no ponto A nas amostras 8 a 10.

4.3.1 Aplicação do PGE em Ponto de Monitoramento Teste

Para atuação proativa dos módulos inteligentes dos controles de DSM, VVO e CVR é necessário obter previsões consistentes. Para tanto, a partir dos dados históricos é aplicado o PGE, através do qual são avaliadas as grandezas previstas, realizada a seleção das técnicas e apresentado o valor previsto para grandeza referente a amostra seguinte.

O propósito de aplicação da metodologia é a previsão de grandezas elétricas no curtíssimo prazo, nas simulações referentes aos conjuntos de dados do IEEE 123 Adaptado, cujos intervalos de tempo são de 10 minutos entre amostras. Já no Alimentador foram adotados períodos de 15 minutos, neste caso, numa aplicação prática *online*, ao informar as variáveis de entrada no instante t se obtém a previsão da grandeza para o horizonte de 15 minutos a frente.

Nas simulações realizadas as previsões são realizadas através das ferramentas computacionais adotadas para cada uma das técnicas escolhidas, Média Móvel Ponderada (MMA), *Holt-Winters* Aditivo (HWA), Regressão Linear Múltipla (RLM), Redes *Neurofuzzy* (RNF) e Redes Neurais Artificiais (RNA). A etapa de análise dos resultados, validação dos critérios e seleção de técnicas é realizada em planilha eletrônica. Detalhes adicionais destas plataformas de simulação estão apresentadas no Apêndice D.

Além da acurácia da previsão o tempo de computação envolvido nos processos de previsão é importante para viabilidade de aplicação prática, já que se apropria de informações *online*, ou seja, para cada registro de dados recebido deve ser disponibilizado um novo lote de valores previstos.

Nesta tese a acurácia de 5% é adotada como referência para desabilitar a participação de uma técnica na etapa de seleção. Já para o parâmetro referente ao peso da técnica por grandeza, PTG, foi adotado o valor unitário de modo a simplificar a interpretação dos resultados.

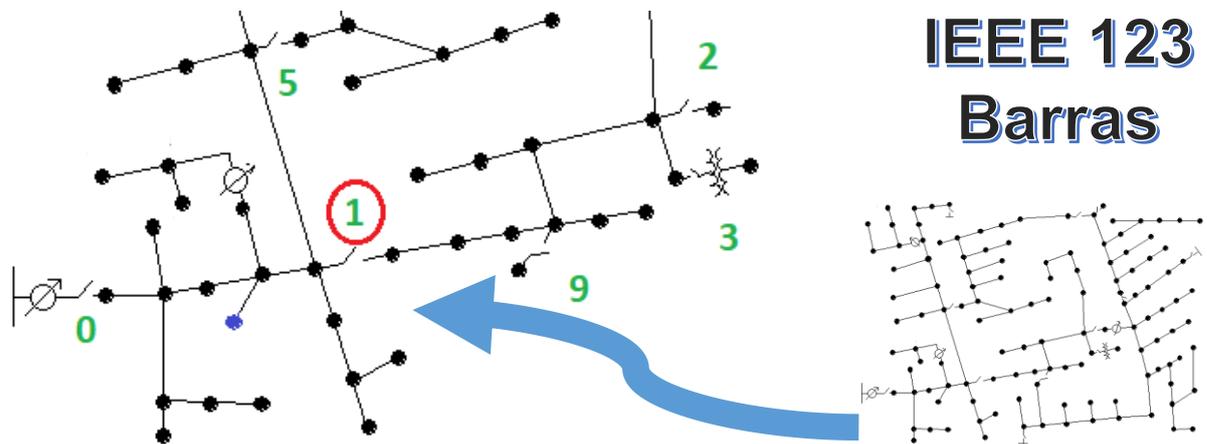
Os conjuntos de dados utilizados para as previsões no curtíssimo prazo são considerados de baixo volume, frente a capacidade de processamento dos computadores atuais. Os conjuntos de treino utilizados são formados por 608 amostras, e os conjuntos de teste contêm 400 amostras, já que para valores de histórico muito distante tendem a ser menos relevantes para o horizonte de minutos a frente. Outro ponto a considerar é que as variáveis de entrada e saída são normalizadas “por unidade (p.u.)”.

4.3.2 PGE em Ponto de Monitoramento Teste no IEEE 123 Adaptado

Nesta subseção são apresentados os resultados obtidos para cenários testes propostos para o PM "1" apresentado na seção de metodologia de configuração de BFR. Neste caso, Figura 4.8, foi definido como Ponto de Monitoramento Teste do IEEE

123 Adaptado, denominado como PM Teste - IEEE, cujo conjunto de dados foi obtido através da plataforma OpenDSS (EPRI, 2013).

Figura 4.8 – Detalhe do equipamento "1" equivalente ao PM Teste - IEEE



Fonte: Elaborado pelo autor.

Em complemento a análise por amostra para o ponto PM Teste - AL, neste caso a análise apresentada nesta seção é mais macro, no sentido de que são comparadas as médias dos erros dos valores previstos para os conjuntos de dados de treinamento e teste.

Os erros médios, neste caso, são calculados a partir da média dos erros absolutos por amostra dos conjuntos de dados de treino e de teste. A Equação 4.1 compara o desempenho do PGE com as técnicas individuais a partir dos erros médios.

$$Ganho = \frac{EP_G - ET_T}{EP_G} \quad (4.1)$$

Onde:

Ganho: Vantagem do PGE em relação a técnica individual T.

EP_G : erro médio obtido pelo PGE para grandeza G.

ET_T : erro médio obtido pela Técnica individual T para grandeza G.

A Tabela 4.8, Tabela 4.9, Tabela 4.10 e Tabela 4.11 apresentam resultados expressivos através da comparação do desempenho do PGE com as técnicas individuais.

Tabela 4.8 – Erros médios do conjunto de treinamento no PM Teste – IEEE

Grandeza	Previsor	MMP	HWA	RLM	RNF	RNA
Corrente	0,010%	10,455%	1,030%	1,835%	0,013%	0,942%
Tensão	0,002%	0,724%	0,062%	0,189%	0,003%	0,012%
Potência Reativa	0,032%	15,681%	0,795%	9,009%	0,037%	0,601%
Potência Ativa	0,013%	11,255%	1,400%	5,892%	0,017%	0,714%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 4.9 – PGE em relação a melhor técnica no treino do PM Teste – IEEE

Grandeza	EP	ET	EP-ET	Ganho
Corrente	0,010%	0,013%	0,004%	28,43%
Tensão	0,002%	0,003%	0,001%	38,37%
Potência Reativa	0,032%	0,037%	0,005%	13,55%
Potência Ativa	0,013%	0,017%	0,004%	22,84%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 4.10 – Erros médios do conjunto de teste no PM Teste – IEEE

Grandeza	Previsor	MMP	HWA	RLM	RNF	RNA
Corrente	0,026%	9,514%	0,754%	1,467%	0,056%	1,142%
Tensão	0,004%	0,720%	0,047%	0,231%	0,013%	0,015%
Potência Reativa	0,050%	16,579%	0,690%	9,912%	0,477%	1,638%
Potência Ativa	0,026%	9,514%	0,754%	1,467%	0,056%	1,142%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 4.11 – Ganho do PGE *versus* melhor técnica no teste do PM Teste – IEEE

Grandeza	EP	ET	EP-ET	Ganho
Corrente	0,026%	0,056%	0,030%	53,57%
Tensão	0,004%	0,013%	0,009%	69,23%
Potência Reativa	0,050%	0,477%	0,427%	89,52%
Potência Ativa	0,026%	0,056%	0,030%	53,57%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Analisando o resultado do PGE para o conjunto de treino e teste observa-se que as técnicas HWA e RNF nos dois cenários, assim, constata-se que as técnicas univariadas e multivariadas podem apresentar resultados com desempenhos equivalentes. Mesmo diante de resultados individuais relevantes verifica-se que o

PGE possibilita um ganho representativo de precisão em relação a melhor técnica individual.

Em complemento às análises dos erros médio, a

Tabela 4.12 mostra a frequência dos erros obtidos pelo PGE no conjunto testes do PM Teste - IEEE. Neste caso, os níveis satisfatórios de precisão para a tensão são evidenciados com predominância de erros menores que 0,1%.

Embora as condições estabelecidas nos cenários sejam desafiadoras, os resultados obtidos para previsão das grandezas elétricas são satisfatórios, inclusive quando comparados às previsões de carga no quesito precisão. Analisando a corrente identifica-se que apenas uma amostra resultou em erro superior a 0,5%.

A menor precisão é encontrada nas previsões de potência reativa, o que é justificado pelas características de variabilidade características das séries de dados dessa grandeza, como o comportamento não-linear. Diante da faixa de tolerância de 5% adotada para o erro da potência reativa apenas quatro amostras, entre as 400 do conjunto de teste, não atendem ao critério.

Tabela 4.12 – Frequência de erros do PGE no conjunto teste do PM Teste – IEEE

Faixa	Tensão	Corrente	Potência Ativa	Potência Reativa
0,1%	399	392	392	392
0,3%	0	6	6	3
0,5%	0	1	1	0
1%	1	0	0	1
5%	0	0	0	3
10%	0	1	1	1

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4 APLICAÇÃO DO CONFIGURADOR DE BFR NO ALIMENTADOR

Os dados de séries de dados disponíveis para simulações são extraídos do sistema supervisor de uma distribuidora de energia elétrica do sul do Brasil, a permissionária CERTAJA Energia. Neste caso são utilizados os dados históricos de pontos fixos de monitoramento, cujos registros das grandezas são realizados por fase em intervalos de um minuto. Diante da importância de utilizar um número razoável de variáveis de entrada foram efetuadas simulações que utilizam como sinais de entrada as grandezas: corrente, tensão, potência ativa e potência reativa.

O Alimentador em análise está configurado na forma radial, com predominância de carga rural e possui uma conexão de Pequena Central Hidrelétrica, que opera na forma de GD. Uma peculiaridade é a subdivisão do sistema devido à presença de um transformador que altera a tensão de 23,1 kV para 13,2 kV. Outra característica relevante é a existência de área urbana em ponto intermediário do alimentador. O banco regulador de tensão com compensação síncrona de reativos, cujo equipamento tem uso recente no Brasil e possibilita ações de ajuste integrado de Volt/VAR (ITB, 2014).

Além disso, cabe complementar outras características do alimentador:

- a) 76 bifurcações (ramais);
- b) 404 elementos seccionadores de média tensão;
- c) 756 transformadores de distribuição;
- d) 205 km de rede de Baixa Tensão.

A Tabela 4.13 apresenta os principais elementos séries do Alimentador adotados como pontos de monitoramento com os respectivos dados geoeletricos, tais como tipo de equipamento, potência dos transformadores de distribuição, extensão de rede de Média Tensão e Área.

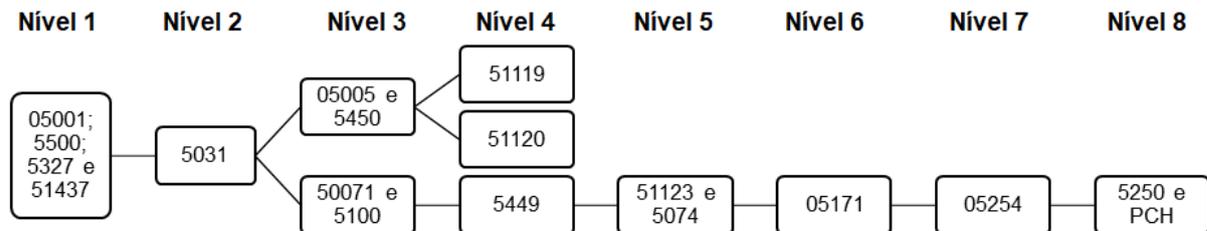
Tabela 4.13 – Pontos de monitoramento do alimentador

Nome do Elemento	Tipo de Equipamento	PDT (kVA)	EMT (km)	Área (km ²)
5254	Seccionador	2275	53,56	47,6
5031	Seccionador	8148	389,09	307,0
5074	Seccionador	5760	187,3	156,8
51123	Capacitor	5760	187,3	156,8
5250	Seccionador	1845	18,1	16,0
05171	Compensador	3435	122,8	109,0
05001	Religador	9078	424,8	332,0
5327	Regulador	9078	424,8	332,0
5500	Religador	9078	424,8	332,0
5449	Regulador	6070	196,6	165,0
05005	Religador	2459,5	94,5	62,0
5450	Transformador	2459,5	94,5	62,0
5100	Seccionador	7988	284,7	217,0
51119	Capacitor	1032	44,6	25,0
51120	Capacitor	1382,5	49,1	37,0
51437	Capacitor	8896,44	416,3	325,4
50071	Capacitor	7988	284,7	292,0
PCH	Gerador	2500	0	0

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 4.9 estão representados os níveis de ordenamento, conforme critérios de ordenação de rede.

Figura 4.9 – Alimentador após ordenação dos elementos.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Após ser definição dos elementos série e realizada a ordenação são definidas as subdivisões candidatas apresentadas na Tabela 4.14, conforme metodologia do Configurador de BFR.

Tabela 4.14 – Subdivisões candidatas a BFR no alimentador

							(continua)	
Início	Fronteira	Subdivisão	Área (km ²)	PDT (kVA)	EMT (km)	QVV	QDD	
5500	PCH	AL	332,0	9078	424,76	5	1	
5500	51437	SCB1	6,6	181,56	8,50	2	0	
5500	5031	SCB2	25,0	930	35,67	2	0	
5500	50071	SCB3	40,0	1090	140,04	3	0	
5500	05005	SCB4	270,0	6618,5	330,30	3	0	
5500	5449	SCB5	167,0	3008	228,12	4	0	
5500	5074	SCB6	175,3	3318	237,48	4	0	
5500	05171	SCB7	223,0	5643	302,01	5	0	
5500	5254	SCB8	284,4	6803	371,20	5	0	
5500	5250	SCB9	316,0	7233	406,71	5	0	
51437	5031	SCB10	18,4	9078	27,18	1	0	
51437	50071	SCB11	33,4	748,44	131,54	2	0	
51437	05005	SCB12	263,4	908,44	321,81	2	0	
51437	5449	SCB13	160,4	6436,94	219,62	3	0	
51437	5074	SCB14	168,6	2826,44	228,99	3	0	
51437	05171	SCB15	216,4	3136,44	293,52	4	0	
51437	5254	SCB16	277,8	5461,44	362,71	5	0	
51437	5250	SCB17	309,4	6621,44	398,21	5	0	
51437	PCH	SCB18	325,4	8896,44	416,27	5	1	
05005	51119	SCB19	37,0	1427,5	49,83	2	0	
05005	51120	SCB20	25,0	1077	45,37	2	0	
05005	-	SCB21	62,0	2459,5	94,46	3	0	
51119	-	SCB22	25,0	1032	44,63	1	0	
51120	-	SCB23	37,0	1382,5	49,09	1	0	
50071	5449	SCB24	127,0	1918	88,08	1	0	

Tabela 4.14 – Subdivisões candidatas a BFR no alimentador

							(conclusão)	
Início	Fronteira	Subdivisão	Área (km ²)	PDT (kVA)	EMT (km)	QVV	QDD	
50071	5074	SCB25	135,3	2228	97,44	1	0	
50071	05171	SCB26	183,0	4553	161,97	2	0	
50071	5254	SCB27	244,4	5713	231,17	2	0	
50071	5250	SCB28	276,0	6143	266,67	3	0	
50071	PCH	SCB29	292,0	7988	284,73	4	1	
5449	5074	SCB30	8,3	310	9,36	1	0	
5449	05171	SCB31	56,0	2635	73,89	1	0	
5449	5254	SCB32	117,4	3795	143,09	2	0	
5449	5250	SCB33	149,0	4225	178,59	3	0	
5449	PCH	SCB34	165,0	6070	196,65	3	1	
5074	05171	SCB35	47,8	2325	64,53	1	0	
5074	5254	SCB36	109,2	3485	133,72	1	0	
5074	5250	SCB37	140,8	3915	169,23	1	0	
5074	PCH	SCB38	156,8	5760	187,28	1	1	
05171	5254	SCB39	61,4	1160	69,19	1	0	
05171	5250	SCB40	93,0	1590	104,70	1	0	
05171	PCH	SCB41	109,0	3435	122,75	1	1	
5254	5250	SCB42	31,6	430	35,50	0	0	
5250	PCH	SCB43	16,0	2275	53,56	0	1	

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4.1 Subdivisão do alimentador em BFR

Em complemento a explanação da metodologia do Configurador de BFR, nesta seção está apresentada a aplicação no alimentador adotado para simulações.

A Tabela 4.15 traz a relação das subdivisões candidatas a BFR a partir da ordenação dos elementos série existentes no alimentador, os quais são considerados pontos de monitoramento. Na última coluna à direita apresenta-se o ordenamento das subdivisões candidatas obtido pelo Configurador de GFB, neste caso, considerando os respectivos pesos para as aplicações de VVO.

Na análise do conteúdo se observa que a ordenação para aplicações de VVO está coerente com os critérios adotados para o Configurador de BFR e as características geoeletricas das subdivisões candidatas.

Tabela 4.15 – Índices de Ordenamento de VVO obtidos para o Alimentador

Subdivisão	IP	IVV	IDD	OIP	OIVV	OIDD	Ordem VVO
AL	1	1	1	1	1	1	SCB1
SCB1	0,99	20	0	0,99	60	0	SCB43
SCB2	1,36	5	0	1,36	15	0	SCB2
SCB3	0,99	1,81	0	0,99	5,43	0	SCB34
SCB4	0,89	0,77	0	0,89	0,77	0	SCB21
SCB5	0,65	1,48	0	0,65	4,44	0	SCB41
SCB6	0,69	1,43	0	0,69	4,29	0	SCB20
SCB7	0,92	1,4	0	0,92	4,2	0	SCB29
SCB8	0,87	1,14	0	0,87	3,42	0	SCB10
SCB9	0,83	1,04	0	0,83	3,12	0	SCB19
SCB10	1,49	2	0	1,49	6	0	SCB30
SCB11	0,99	1,29	0	0,99	3,87	0	SCB22
SCB12	0,89	0,52	0	0,89	0,52	0	SCB23
SCB13	0,64	1,16	0	0,64	3,48	0	SCB3
SCB14	0,68	1,11	0	0,68	3,33	0	SCB38
SCB15	0,92	1,15	0	0,92	3,45	0	SCB18
SCB16	0,87	1,17	0	0,87	3,51	0	SCB35
SCB17	0,83	1,06	0	0,83	3,18	0	SCB33
SCB18	1	1,02	1,02	1	3,06	2,04	SCB31
SCB19	1,41	2	0	1,41	6	0	SCB7
SCB20	1,57	2	0	1,57	6	0	SCB5
SCB21	1,45	2,69	0	1,45	8,07	0	SCB6
SCB22	1,5	1,9	0	1,5	5,7	0	SCB11
SCB23	1,36	1,73	0	1,36	5,19	0	SCB32
SCB24	0,55	0,96	0	0,55	0,96	0	SCB16
SCB25	0,6	0,87	0	0,6	0,87	0	SCB15
SCB26	0,9	1,04	0	0,9	3,12	0	SCB39
SCB27	0,85	0,73	0	0,85	0,73	0	SCB8
SCB28	0,81	0,95	0	0,81	0,95	0	SCB13
SCB29	1	1,19	1,49	1	3,57	2,98	SCB26
SCB30	1,37	2	0	1,37	6	0	SCB14
SCB31	1,72	1,14	0	1,72	3,42	0	SCB17
SCB32	1,18	1,18	0	1,18	3,54	0	SCB9
SCB33	1,03	1,42	0	1,03	4,26	0	AL
SCB34	1,34	1,29	2,16	1,34	3,87	4,32	SCB36
SCB35	1,78	1,31	0	1,78	3,93	0	SCB28
SCB36	1,16	0,63	0	1,16	0,63	0	SCB4
SCB37	1,01	0,5	0	1,01	0,5	0	SCB27
SCB38	1,34	0,45	2,26	1,34	0,45	4,52	SCB37
SCB39	0,69	1,22	0	0,69	3,66	0	SCB24
SCB40	0,62	0,81	0	0,62	0,81	0	SCB25
SCB41	1,15	0,69	3,46	1,15	0,69	6,92	SCB40
SCB42	0,49	0	0	0,49	0	0	SCB12
SCB43	4,21	0	23,52	4,21	0	47,04	SCB42

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 4.16, por sua vez, traz os resultados obtidos para os índices de ordenamento com os pesos propostos para aplicação de DSM.

Tabela 4.16 – Índices de Ordenamento de DSM obtidos para o Alimentador

Subdivisão	IP	IVV	IDD	OIP	OIVV	OIDD	Ordem DSM
AL	1	1	1	1	1	1	SCB43
SCB1	0,99	20	0	0,99	20	0	SCB1
SCB2	1,36	5	0	2,72	5	0	SCB41
SCB3	0,99	1,81	0	0,99	1,81	0	SCB34
SCB4	0,89	0,77	0	0,89	0,77	0	SCB38
SCB5	0,65	1,48	0	0,65	1,48	0	SCB2
SCB6	0,69	1,43	0	0,69	1,43	0	SCB29
SCB7	0,92	1,4	0	0,92	1,4	0	SCB21
SCB8	0,87	1,14	0	0,87	1,14	0	SCB20
SCB9	0,83	1,04	0	0,83	1,04	0	SCB18
SCB10	1,49	2	0	2,98	2	0	SCB10
SCB11	0,99	1,29	0	0,99	1,29	0	SCB22
SCB12	0,89	0,52	0	0,89	0,52	0	SCB35
SCB13	0,64	1,16	0	0,64	1,16	0	SCB19
SCB14	0,68	1,11	0	0,68	1,11	0	SCB30
SCB15	0,92	1,15	0	0,92	1,15	0	SCB31
SCB16	0,87	1,17	0	0,87	1,17	0	SCB23
SCB17	0,83	1,06	0	0,83	1,06	0	SCB32
SCB18	1	1,02	1,02	2	1,02	3,06	SCB33
SCB19	1,41	2	0	2,82	2	0	AL
SCB20	1,57	2	0	3,14	2	0	SCB36
SCB21	1,45	2,69	0	2,9	2,69	0	SCB3
SCB22	1,5	1,9	0	3	1,9	0	SCB37
SCB23	1,36	1,73	0	2,72	1,73	0	SCB7
SCB24	0,55	0,96	0	0,55	0,96	0	SCB11
SCB25	0,6	0,87	0	0,6	0,87	0	SCB5
SCB26	0,9	1,04	0	0,9	1,04	0	SCB6
SCB27	0,85	0,73	0	0,85	0,73	0	SCB15
SCB28	0,81	0,95	0	0,81	0,95	0	SCB16
SCB29	1	1,19	1,49	2	1,19	4,47	SCB8
SCB30	1,37	2	0	2,74	2	0	SCB26
SCB31	1,72	1,14	0	3,44	1,14	0	SCB39
SCB32	1,18	1,18	0	2,36	1,18	0	SCB17
SCB33	1,03	1,42	0	2,06	1,42	0	SCB9
SCB34	1,34	1,29	2,16	2,68	1,29	6,48	SCB13
SCB35	1,78	1,31	0	3,56	1,31	0	SCB14
SCB36	1,16	0,63	0	2,32	0,63	0	SCB28
SCB37	1,01	0,5	0	2,02	0,5	0	SCB4
SCB38	1,34	0,45	2,26	2,68	0,45	6,78	SCB27
SCB39	0,69	1,22	0	0,69	1,22	0	SCB24
SCB40	0,62	0,81	0	0,62	0,81	0	SCB25
SCB41	1,15	0,69	3,46	2,3	0,69	10,38	SCB40
SCB42	0,49	0	0	0,49	0	0	SCB12
SCB43	4,21	0	23,52	8,42	0	70,56	SCB42

Fonte: Elaborado pelo autor.

Verifica-se que as subdivisões em que foi considerada a PCH como recursos distribuídos ocupam as primeiras posições obtidas para aplicações DSM. A baixa

quantidade de equipamentos de DER e DFR no alimentador, ou ainda, a ausência desses recursos nas subdivisões é uma realidade dos sistemas de distribuição convencionais.

4.4.2 Ponto de Monitoramento Teste do Alimentador

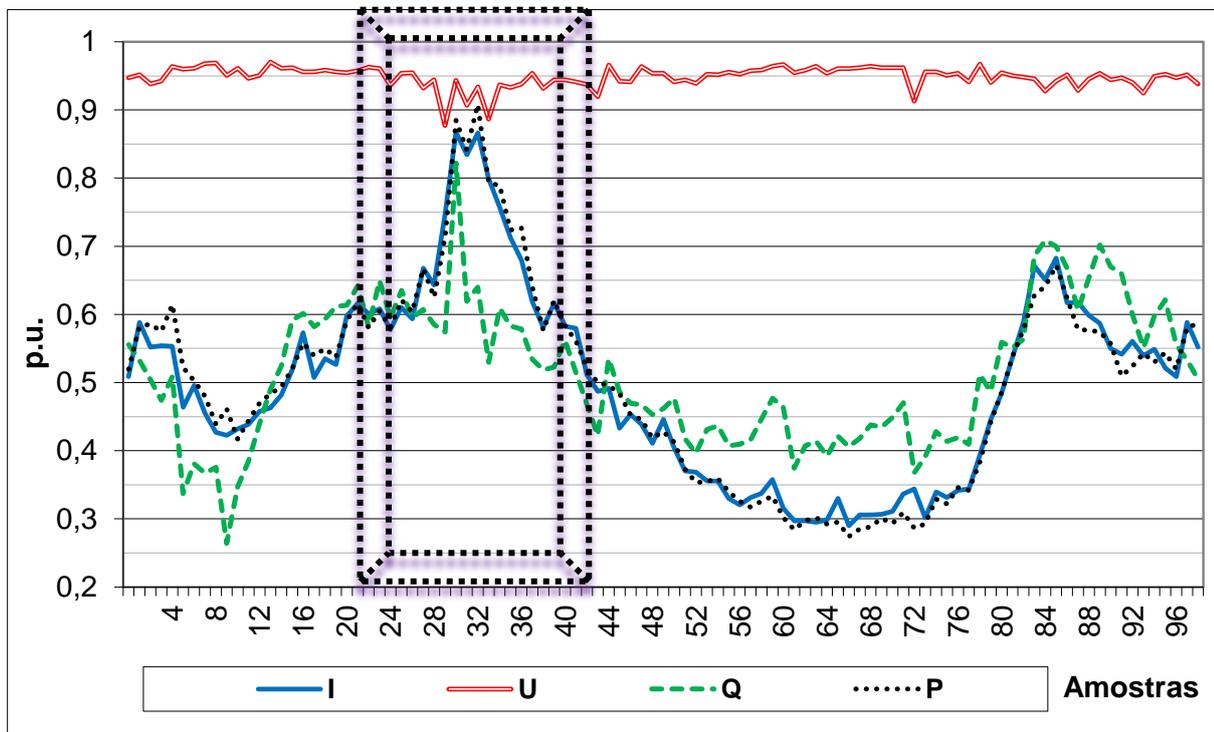
Para ampliar a análise de metodologia desenvolvida nesta tese propõe-se um cenário teste a partir de um Ponto de Monitoramento do alimentador utilizado para simulações, referenciado como PM Teste - AL. Através da plotagem das curvas do comportamento das variáveis, são apontados os picos e vales propícios para ações de VVO e DSM, cujos pontos são destacados em razão de identificar a grandeza mais indicada para interferência.

A série de dados utilizada nas simulações do PMT-AL corresponde a registros reais feitos em Média Tensão num regulador de tensão instalado em campo, no sistema elétrico da distribuidora CERTAJA Energia. Os registros das grandezas foram obtidos do SCADA e estão normalizados numa escala de 0 a 1, cujo procedimento foi realizado numa etapa de tratamento de dados preliminar a realização das simulações.

Os dados utilizados correspondem a fase A do PMT-AL, sendo que a tensão de fase foi obtida pela tensão nominal de linha ($23,1\text{kV}/\sqrt{3}$), a corrente de fase foi obtida a partir da corrente de “*pick-up*” do alimentador, a potência ativa e potência reativa foram normalizadas em função da demanda máxima contratada para o ponto de conexão do alimentador.

Na Figura 4.10, são ilustrados detalhes do comportamento das grandezas elétricas tensão, corrente e potência reativa, as quais são relevantes para aplicação da metodologia de previsão, com destaque para vales e picos verificados em parte do conjunto de amostras utilizado. Diante do comportamento equivalente da série de dados normalizada da corrente e da potência ativa os resultados obtidos na simulação para previsão estão no mesmo nível de acurácia e as análises podem ser direcionadas apenas para corrente.

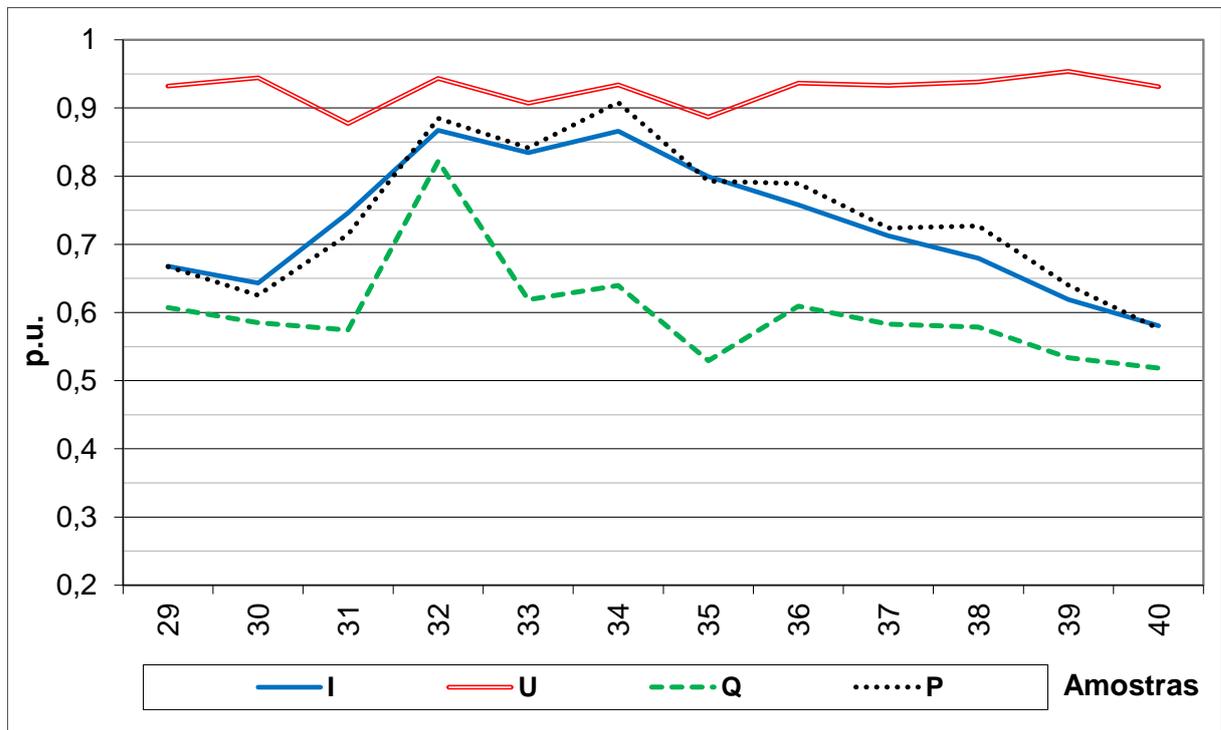
Figura 4.10 – Grandezas elétricas da fase A do PM Teste – AL



Fonte: Elaborado pelo autor.

Referente as características do intervalo escolhido, entre as amostras 27 a 41, correspondem a um período de 210 minutos, que abrange inclusive a “rampa de carga” verificada durante a transição do patamar da tarde para noite. Também abrange o vale da curva após o “pico de demanda”, conforme janela destacada na Figura 4.10 e detalhada na Figura 4.11. As propriedades dos registros das grandezas inseridas neste conjunto de amostras trazem os principais desafios para a metodologia desenvolvida, já que para os registros relativos aos demais patamares a série de dados das grandezas é mais estável, o que possibilita melhor acurácia nos resultados da previsão.

Figura 4.11 – Detalhe das grandezas elétricas da fase A do PM Teste – AL



Fonte: Elaborado pelo autor.

Na faixa de amostras detalhadas na Figura 4.11 se verifica a possibilidade de explorar as grandezas elétricas previstas para subsidiar tomadas de decisões proativas, que podem ser realizadas por diferentes equipamentos a partir do controle local e centralizado.

- **Previsão de tensão para PM Teste – AL**

No caso da tensão “V”, a acurácia de 5% adotada como referência para desabilitar a participação de uma técnica na etapa de seleção tem correlação a ANEEL (2008a), isto é, aos índices regulamentados para os limites da faixa de transgressão em Média Tensão. A Tabela 4.17 a seguir apresenta os erros absolutos percentuais das técnicas individuais para cada uma das amostras pertencentes ao conjunto em análise, apurado a partir do equacionamento apresentado no capítulo da metodologia.

Tabela 4.17 – Erro absoluto por amostra referente a tensão no PM Teste – AL

Amostra	MMP	HWA	RLM	RNF	RNA
27	0,405%	0,000%	0,237%	0,020%	0,104%
28	<u>2,035%</u>	0,011%	1,135%	0,048%	0,222%
29	<u>0,055%</u>	0,010%	0,293%	0,064%	0,043%
30	<u>7,574%</u>	0,049%	<u>5,551%</u>	0,360%	1,700%
31	<u>2,902%</u>	0,029%	0,051%	0,095%	0,011%
32	1,723%	0,040%	1,947%	0,016%	0,001%
33	1,936%	0,030%	0,697%	0,139%	0,162%
34	3,960%	0,053%	3,501%	0,024%	0,997%
35	2,788%	0,034%	0,073%	0,101%	0,135%
36	1,587%	0,026%	0,332%	0,033%	0,206%
37	1,412%	0,020%	0,639%	0,045%	0,113%
38	2,371%	0,007%	1,067%	0,035%	0,098%
39	1,262%	0,013%	1,293%	0,159%	0,251%
40	0,473%	0,010%	0,435%	0,063%	0,042%
41	0,260%	0,008%	0,393%	0,017%	0,042%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Dentro do intervalo analisado verifica-se que ocorreram duas situações de transgressão do limite adotado, por isso, a técnica é desabilita da combinação para amostra seguinte. De modo geral se obtém bons resultados para previsão de tensão, que em hipótese é uma alternativa importante para ações proativas em aplicações de VVO e DSM.

O erro do conjunto, $ECGT_{tk}$, é apurado a partir da média dos erros absolutos, a qual considera as três amostras recentes anteriores a última amostra com valor real já conhecido. Como exemplo, na amostra 32, através da aplicação das equações apresentadas no capítulo da metodologia para técnica MMP, o erro da amostra anterior - $EAGT_{tk}$, corresponde a 2,90%, já o erro do conjunto - $ECGT_{tk}$, corresponde a 3,22% referente à média dos valores 2,03%, 0,05% e 7,57%. O índice de desempenho da técnica também é apurado para cada grandeza e o ordenamento de $OITG_{tk}$ no caso da amostra 32 resulta em 16,34 para o peso PTG unitário.

Analisando os menores erros absolutos das técnicas univariadas, MMP e HWA, se observa um domínio da segunda, já entre as três técnicas multivariadas, se observa a predominância da RNF. Na Tabela 4.18 consta um comparativo entre a técnica selecionada pela metodologia e a técnica com maior acurácia para cada uma das amostras, em que ocorre um predomínio do HWA.

Tabela 4.18 – Técnica selecionada para previsão de tensão no PM Teste – AL

Amostra	Seleção da Metodologia	Erro Absoluto da Seleção	Melhor Técnica	Erro Absoluto da Técnica
27	HWA	0,00037%	HWA	0,00037%
28	HWA	0,01072%	HWA	0,01072%
29	HWA	0,01020%	HWA	0,01020%
30	HWA	0,04920%	HWA	0,04920%
31	HWA	0,02931%	RNA	0,01062%
32	RNA	0,00131%	RNA	0,00131%
33	HWA	0,02991%	HWA	0,02991%
34	HWA	0,05266%	RNF	0,02421%
35	HWA	0,03384%	HWA	0,03384%
36	HWA	0,02623%	HWA	0,02623%
37	HWA	0,01951%	HWA	0,01951%
38	HWA	0,00741%	HWA	0,00741%
39	HWA	0,01337%	HWA	0,01337%
40	HWA	0,00984%	HWA	0,00984%
41	HWA	0,00771%	HWA	0,00771%

Fonte: Elaborado pelo autor.

No comparativo dos erros verificados, a ocorrência de 2 situações da escolha não ter sido pela melhor técnica, mas mesmo assim a solução é ótima, uma vez que as diferenças são pequenas e não desqualificam o critério de avaliar um conjunto de amostras anteriores na busca de estabilidade dos resultados da previsão.

- **Previsão de corrente para PMT-AL**

Para a grandeza corrente “I”, apresentada no detalhe de dados em evidência na Figura 4.11, os parâmetros são equivalentes aos adotados para a tensão, inclusive a referência para acurácia da previsão. Neste caso é adotado 5% em correlação à faixa de tolerância da ultrapassagem de demanda estabelecida nas condições gerais de fornecimento de energia (ANEEL, 2010). Os resultados são obtidos por procedimentos análogos à tensão e estão apresentados de forma sintetizada na Tabela 4.19.

Tabela 4.19 – Erro absoluto por amostra referente a corrente no PM Teste – AL

Amostra	MMP	HWA	RLM	RNF	RNA
27	1,157%	2,228%	1,328%	0,054%	1,874%
28	10,558%	1,980%	0,079%	0,080%	2,757%
29	3,554%	2,055%	3,220%	0,217%	3,067%
30	15,429%	1,771%	2,219%	0,249%	1,393%
31	22,323%	1,524%	1,324%	0,055%	4,710%
32	10,668%	1,584%	1,030%	0,002%	2,434%
33	8,921%	1,526%	0,382%	0,038%	4,157%
34	3,472%	1,654%	2,372%	0,059%	0,423%
35	9,470%	1,744%	0,955%	0,016%	1,056%
36	13,440%	1,856%	0,579%	0,009%	2,484%
37	13,408%	1,946%	4,062%	0,013%	2,816%
38	18,327%	2,136%	0,048%	0,084%	3,138%
39	17,842%	2,276%	0,726%	0,060%	2,068%
40	3,763%	2,143%	1,804%	0,089%	3,174%
41	6,777%	2,268%	0,070%	0,039%	1,794%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na previsão de corrente se verifica a ocorrência de 10 situações de meta de precisão não atingida, as quais estão concentradas na técnica MMP. Para corrente, embora seja o mesmo conjunto de dados e quantidade de amostras utilizadas para previsão de tensão, neste caso, se obtém resultados diferentes, o que se justifica devido ser a corrente outra série de dados com características distintas das outras grandezas elétricas.

A partir dos valores apresentados na Tabela 4.19 identifica-se que mesmo com alguns erros individuais elevados é possível ter um resultado final satisfatório, desde que sejam escolhidas as técnicas adequadas. Nos resultados da previsão de tensão, predominaram as técnicas HWA e RNF, já na seleção da técnica para corrente predominou a RNF. De tal modo, este resultado possibilita o entendimento da adaptabilidade da metodologia à medida que muda a grandeza a ser prevista.

A Tabela 4.20 traz um comparativo entre a técnica selecionada pela metodologia e a técnica com maior acurácia para a amostra.

Tabela 4.20 – PGE *versus* melhor técnica para corrente no PM Teste - AL

Amostra	Seleção da Metodologia	Erro Absoluto da Seleção	Melhor Técnica	Erro Absoluto da Técnica
27	RNF	0,0536%	RNF	0,0536%
28	RNF	0,0802%	RLM	0,0791%
29	RNF	0,2172%	RNF	0,2172%
30	RNF	0,2491%	RNF	0,2491%
31	RNF	0,0548%	RNF	0,0548%
32	RNF	0,0024%	RNF	0,0024%
33	RNF	0,0376%	RNF	0,0376%
34	RNF	0,0587%	RNF	0,0587%
35	RNF	0,0158%	RNF	0,0158%
36	RNF	0,0085%	RNF	0,0085%
37	RNF	0,0127%	RNF	0,0127%
38	RNF	0,0842%	RLM	0,04759
39	RNF	0,0596%	RNF	0,0596%
40	RNF	0,0887%	RNF	0,0887%
41	RNF	0,0394%	RNF	0,0394%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Quanto a análise da indicação da metodologia de previsão em relação as técnicas individuais, em apenas duas situações, amostras 28 e 38, o erro absoluto do valor previsto pela técnica selecionada, a RNF, foi maior que o obtido para melhor técnica, a RLM. Nestes casos a margem de diferença foi baixa, assim valida a possibilidade de ponderar a estabilidade do resultado da metodologia.

- **Previsão de potência reativa para PM Teste – AL**

De forma equivalente as outras duas grandezas, a tensão e a corrente, no caso da potência reativa “Q” representada na Figura 4.11, são destacados os resultados obtidos para o mesmo intervalo em análise, ou seja, as amostras 27 a 41 relacionadas na Tabela 4.21.

Tabela 4.21 – Erro absoluto por amostra da potência reativa no PM Teste - AL

Amostra	MMP	HWA	RLM	RNF	RNA
27	4,330%	2,256%	6,104%	0,000%	1,094%
28	0,917%	2,269%	4,094%	0,004%	0,891%
29	3,881%	2,302%	2,725%	0,005%	0,826%
30	4,259%	2,360%	2,411%	0,018%	0,029%
31	28,699%	1,742%	11,055%	3,456%	8,462%
32	9,665%	1,780%	4,684%	0,003%	0,536%
33	4,352%	2,047%	8,296%	0,002%	0,549%
34	25,299%	2,349%	12,621%	0,014%	0,910%
35	0,090%	2,252%	3,315%	0,003%	0,847%
36	1,610%	2,180%	4,628%	0,002%	0,666%
37	1,245%	2,223%	2,017%	0,004%	0,745%
38	8,855%	2,373%	7,608%	0,005%	0,061%
39	8,884%	2,503%	1,405%	0,010%	0,439%
40	3,570%	2,495%	10,257%	0,008%	0,287%
41	5,845%	2,316%	1,301%	0,004%	0,601%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na previsão de potência reativa obteve-se uma quantidade representativa de transgressão do limite adotado para acurácia, assim, em 12 situações a metodologia desabilita técnicas para previsão da amostra seguinte pelo critério de acurácia, neste caso a MMP, a RLM e a RNA, apresentam instabilidade. Já o desempenho do HWM entre as técnicas univariadas e o RNF entre as técnicas multivariadas apresentam um comportamento estável.

Como consequência na escolha final da metodologia, para este caso, predomina o RNF. Neste caso não ocorreu diferença da escolha da metodologia em relação a técnica individual com melhor desempenho, principalmente devido ao elevado grau de precisão da RNF em relação as demais técnicas. Cabe destacar que na amostra 31 a metodologia suportou adequadamente a distorção ocorrida na previsão pela RNF e adotou o HWA.

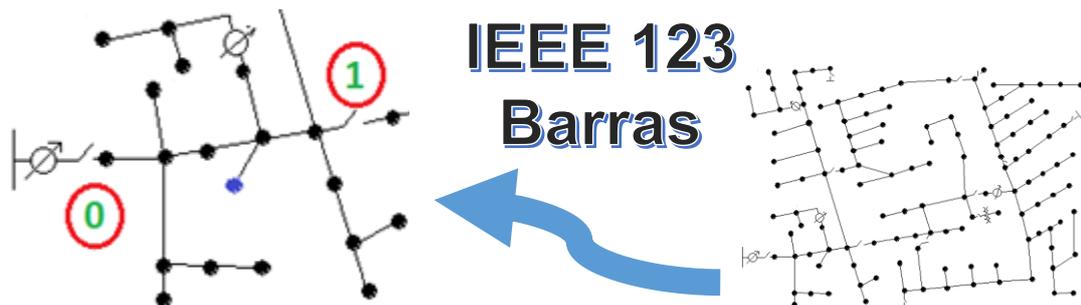
Os resultados obtidos para previsão das grandezas elétricas tensão, corrente e potência reativa são satisfatórios diante dos critérios de previsão paralela e parâmetros de seleção propostos na metodologia e aplicados para um conjunto de amostras atreladas ao PMT-AL.

4.5 APLICAÇÃO DO EQUACIONAMENTO DE ANÁLISE DO BFR

A integração de recursos avançados ao BFR permite novas funcionalidades, por exemplo, o desempenho de testes de compatibilidade em dados registrados a partir dos pontos de monitoramento e os valores obtidos através do PGE. A partir do IEE 123 Adaptado, as equações que fundamentam o Analisador de BFR são aplicadas para avaliar as grandezas. O PM "0" corresponde ao Ponto de Monitoramento para Referência Inicial (PMRI) e o PM "1" ao Ponto de Monitoramento para Referência Final (PMRF), ambos representados na Figura 4.12.

Neste caso, as variáveis de entrada são obtidas através do OpenDSS e as grandezas elétricas previstas são obtidas pelo PGE.

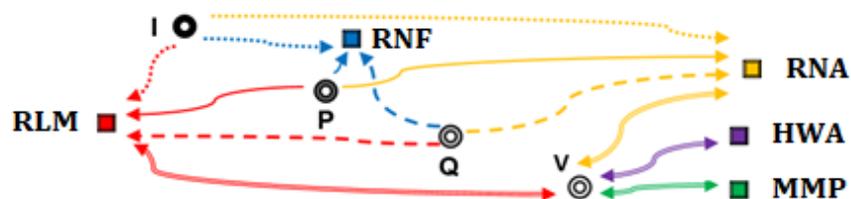
Figura 4.12 – Detalhe dos pontos PMRI e PMRF



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 4.13 ilustra a composição do PGE para aplicações VVO, onde as variáveis de entrada são a corrente, a potência ativa e a tensão, e a variável de saída é a tensão prevista. Neste caso se observa que as técnicas univariadas, MMP e HWA, consideram apenas a tensão como variável de entrada.

Figura 4.13 – Composição do PGE aplicado para tensão



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para ampliar o detalhamento do PGE a Tabela 4.22 fornece um exemplo da aplicação para seleção da técnica que fornecerá o valor esperado para a próxima amostra, neste caso, a previsão de tensão às 18:30. De acordo com as equações desenvolvidas neste artigo, o $EAGT_{tk}$, $ECGT_{tk}$ e $OITG_{tk}$, foram calculados para cada técnica e definiram a seleção da RNA. Neste caso, VR e VP, são valores reais e previstos, respectivamente.

Tabela 4.22 – Sequência da aplicação do PGE para tensão

t	VR	VP_{MMP}	VP_{HWA}	VP_{RLM}	VP_{RNF}	VP_{RNA}
17:40	0,9182	0,91958	0,91745	0,9139	0,91806	0,91826
	$EAGT_{tk-4}$	0,149%	0,083%	0,469%	0,017%	0,006%
17:50	0,9146	0,91884	0,91388	0,91131	0,91454	0,91467
	$EAGT_{tk-3}$	0,457%	0,086%	0,366%	0,014%	0,000%
18:00	0,9133	0,91738	0,91256	0,91032	0,91326	0,91332
	$EAGT_{tk-2}$	0,441%	0,086%	0,331%	0,010%	0,003%
18:10	0,9100	0,91566	0,9092	0,90817	0,91005	0,90994
	$EAGT_{tk-1}$	0,621%	0,089%	0,202%	0,004%	0,008%
18:20	0,9125	0,91276	0,9117	0,90991	0,91238	0,91245
	$EAGT_{tk}$	0,031%	0,085%	0,281%	0,011%	0,002%
	$ECGT_{tk}$	0,340%	0,086%	0,330%	0,011%	0,004%
	$OITG_{tk}$	269	584	164	4.547	16.634

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Tabela 4.23 e Tabela 4.24 apresentam os resultados da aplicação das equações de análise técnica de grandezas dos pontos de monitoramento PMRI “0” e PMRF “1”, neste caso, para um horizonte de 10 minutos.

Tabela 4.23 – Dados do PMRI e PMRF para aplicação do Analisador de BFR

t (hh:mm)	P em “0” (kW)	P em “1” (kW)	Q em “0” (kVAR)	Q em “1” (kVAR)	V em “0” (kV)	V em “1” (kV)
18:10	1.405	817	368	97	7,94	7,23
18:20	1.582	912	537	198	7,93	7,03

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 4.24 – Resultados do Analisador de BFR para PMRI e PMRF

t (minutos)	BEA_{PMAtk} (kWh)	BEQ_{PMAtk} (kVARh)	ΔV_{PMAtk} (kV)	FP_{PMAtk}
10	111.692	56.618	0,907	0,67

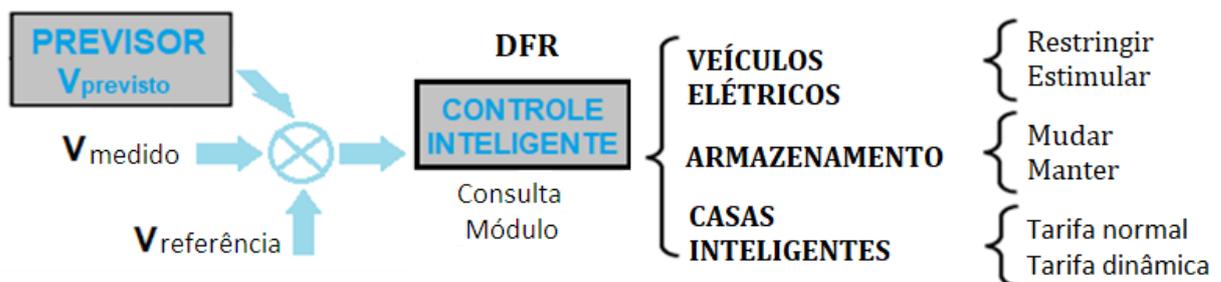
Fonte: Elaborado pelo autor.

Esses dados são úteis para análises avançadas, tais como o estado operacional de dispositivos de proteção e equipamentos de manobra, o balanço de energia de energia ativa, o cálculo do fluxo de energia reativa, a comparação de níveis de tensão e de fatores de perdas, considerando a previsão de grandezas elétricas. Este recurso subsidia a tomada de decisões em ações como ajuste de proteção, reconfiguração automática e aplicações de DSM. Portanto, é possível usar os resultados do Analisador de BFR para influenciar o controle inteligente de DERs, DFRs, bem como as atuações de outros equipamentos de rede.

4.6 CENÁRIO PARA APLICAÇÃO DO CONFIGURADOR DE BFR

Considerando os conceitos desenvolvidos para os BFRs, a Figura 4.14 apresenta uma proposta de diagrama genérico para as ações de controle inteligente nos sistemas de distribuição, os quais possuem capacidade de ponderar as informações dos elementos distribuídos, DER e DFR, para tomar decisões proativas. O controle inteligente pondera as informações relativas as variáveis previstas, as grandezas medidas e os valores de referência.

Figura 4.14 – Esquema do controle de recursos distribuídos



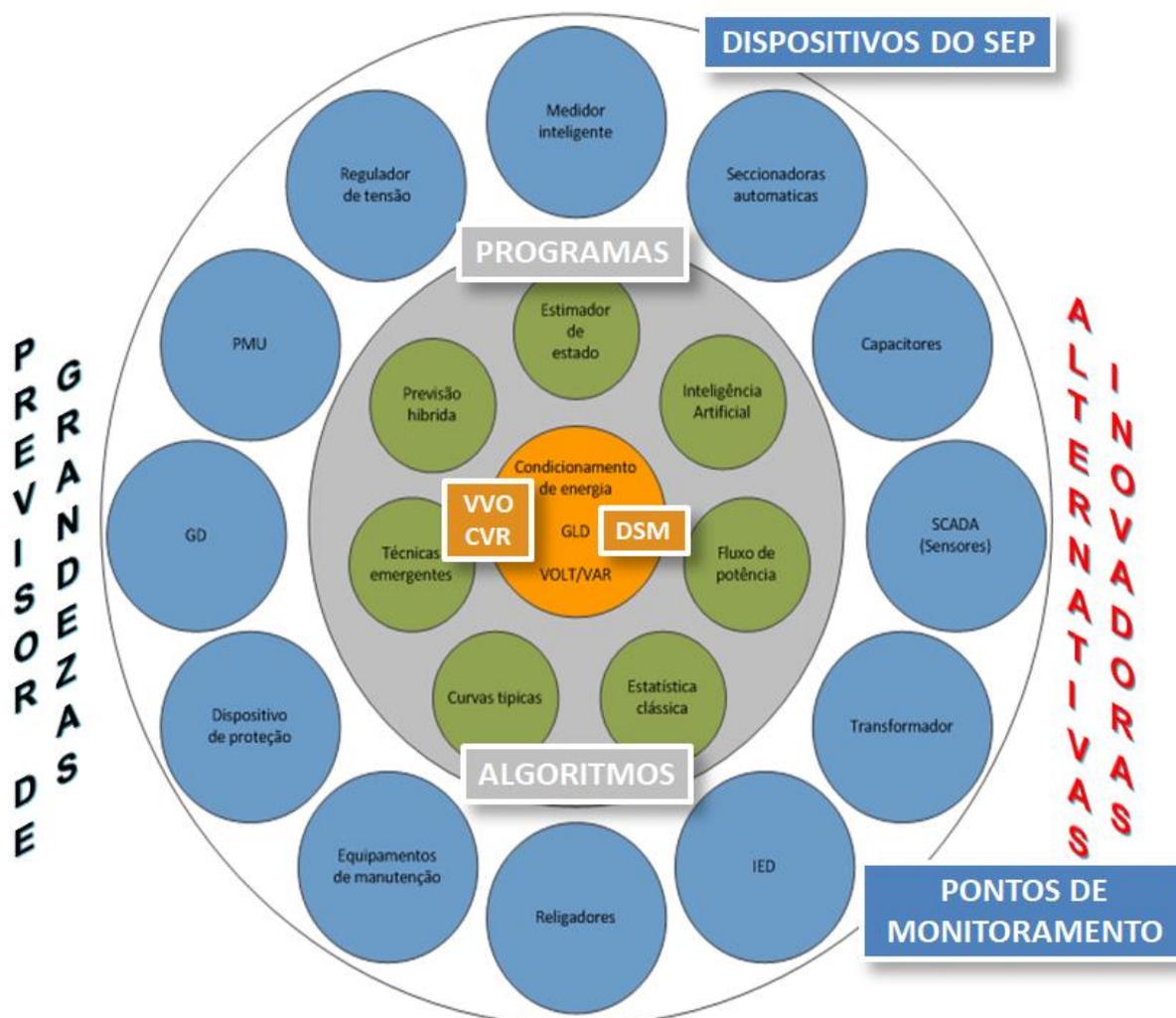
Fonte: Elaborado pelo autor.

Além da inteligência possível de ser agregada aos equipamentos de rede, a Figura 4.15 traz uma visão genérica do potencial de interação entre os elementos, cuja representação representa:

- 1) Na periferia estão os elementos relacionados aos principais dispositivos a serem explorados como monitores de grandezas, os quais interagem entre si e com elementos das outras camadas.
- 2) Na camada intermediária, são relacionadas algumas ferramentas computacionais utilizadas na forma de programas e algoritmos, inclusive recursos para realização de previsão.
- 3) No centro, estão representados os mecanismos de condicionamento de energia que influenciam o uso eficiente dos recursos energéticos, bem como as ferramentas de gerenciamento da demanda, controle de tensão e reativos.

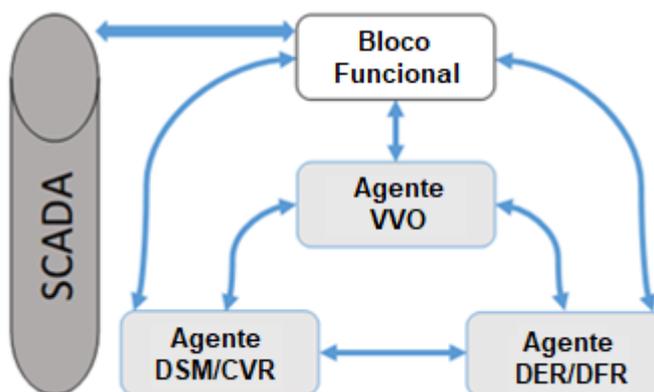
Diante desses recursos os conceitos de BFR apresentados nesta tese podem ser expandidos para outras aplicações de inteligência computacional em sistemas de distribuição. No futuro podem ser explorados os recursos de sistemas multiagente, alinhado ao proposto por Bottura e Borghetti (2014). Neste sentido, a Figura 4.16 esboça uma proposta de modelo de sistema multiagente, o qual comporta a interação entre agentes, reconhece os recursos de previsão para análise avançada e toma decisões proativas. Desse modo promove a interação entre o sistema supervisor, o BFR e os agentes com atribuições referentes a VVO, DSM, CVR, DER e DFR.

Figura 4.15 – Potencialidade de interação entre os elementos



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4.16 – Modelo proposto para sistemas multiagentes.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Outras circunstâncias que ocorrem nos sistemas de distribuição também podem considerar os fundamentos do BFR e do PGE, tais como:

1. Cumprir metas de gerenciamento de energia, como nos casos de racionamento e contratos de redução da tensão para diminuição da carga;
2. Aumentar o faturamento, nas situações permitidas às distribuidoras, através da elevação da tensão conforme as características de impedância das cargas;
3. Obter eficiência energética através da operação do sistema com fluxo de potência otimizado, nível de tensão ajustado ao perfil da carga e compensação de reativos ao longo do alimentador;
4. Atender os regulamentos do setor elétrico através da operação dentro dos limites da faixa regulamentada, considerando os pontos críticos dos alimentadores;
5. Integrar os DERs e DFRs as ações de VVO aliando o acionamento e desconexão às questões de qualidade da energia e estabilidade do sistema;
6. Identificar situações de anormalidade que podem causar danos físicos as instalações, como equipamentos em mau funcionamento;
7. Interagir com ferramentas de gestão de contratos de demanda.

4.6.1 Ponto de Monitoramento do BFR Teste - IEEE

Para viabilizar o uso de recursos adaptativos complementares as funcionalidades disponíveis nos sistemas de distribuição convencionais são necessárias inovações por parte da distribuidora e dos usuários, tanto no aspecto técnico como na relação comercial.

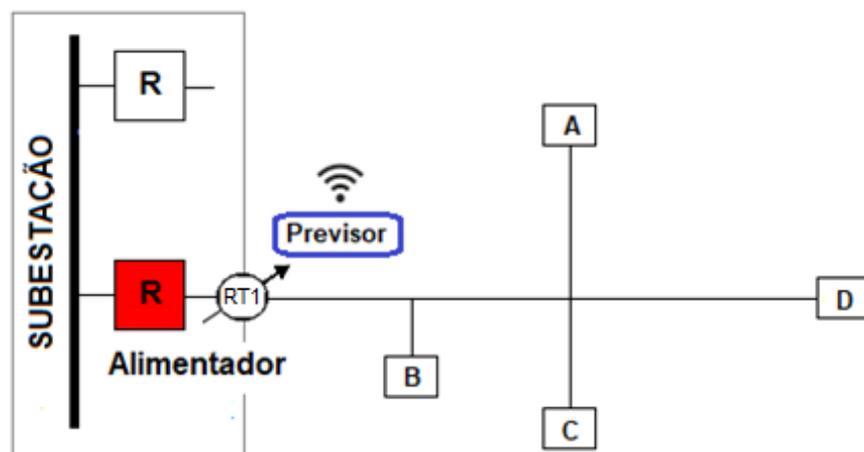
No primeiro cenário o regulador de tensão, representado por RT1 na Figura 4.17, opera de forma autônoma, desse modo, as grandezas consideradas são a corrente e a tensão do próprio PM, portanto os registros dos demais pontos, como A, B, C e D, não são diretamente consideradas na atuação do regulador de tensão. Nessa configuração se observa uma limitação devido ao desconhecimento do problema existente em um ponto a montante, conseqüentemente, em determinadas situações não atua ou retarda o ajuste da tensão no trecho de rede.

Neste contexto, no modo autônomo tradicional um regulador de tensão atua de forma a reagir ao problema ocorrido. Já com funcionalidades baseadas nos recursos

do PGE o regulador de tensão pode atuar de forma proativa, numa evolução para o modo autônomo com Previsor, de forma que possibilite antecipar a tomada de decisão sobre o ajuste de TAPs para minimizar o efeito ou evitar a ocorrência do problema. O circuito do BFR Teste - IEEE para essa configuração está representado de forma simplificada na Figura 4.17.

Mesmo com os recursos de previsão a atuação do regulador de tensão é limitada, uma vez que as informações das grandezas nos demais pontos do alimentador não são consideradas. Nesta mesma linha, as ações de DSM também são restritas para essa configuração, já que na ausência de interação entre os equipamentos as tomadas de decisão de um equipamento operando no modo autônomo pode comprometer o desempenho de outros elementos.

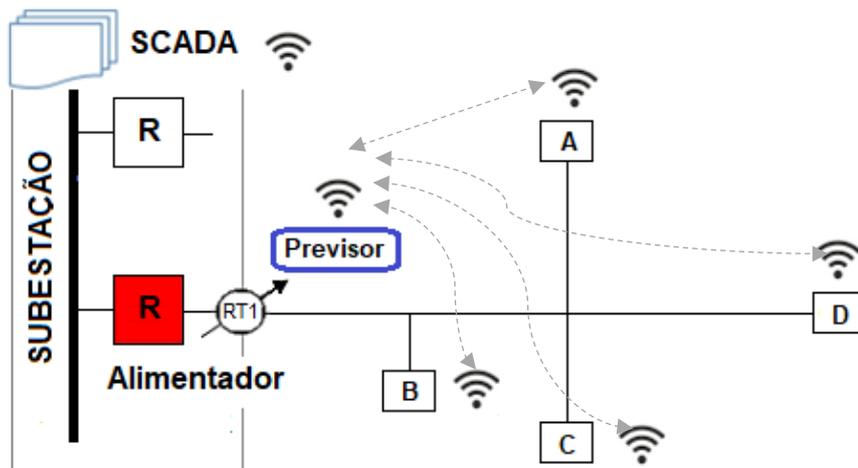
Figura 4.17 – Regulador de tensão operando no modo autônomo com Previsor



Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 4.18 representa uma configuração mais avançada, neste caso o modo autônomo inteligente, no qual o elemento local pondera as informações de outros equipamentos vizinhos com recursos de monitoramento através do controle local. Nesta configuração, no cenário do BFR Teste - IEEE, além das grandezas do próprio Regulador de Tensão são considerados os dados registrados nos outros três PMs.

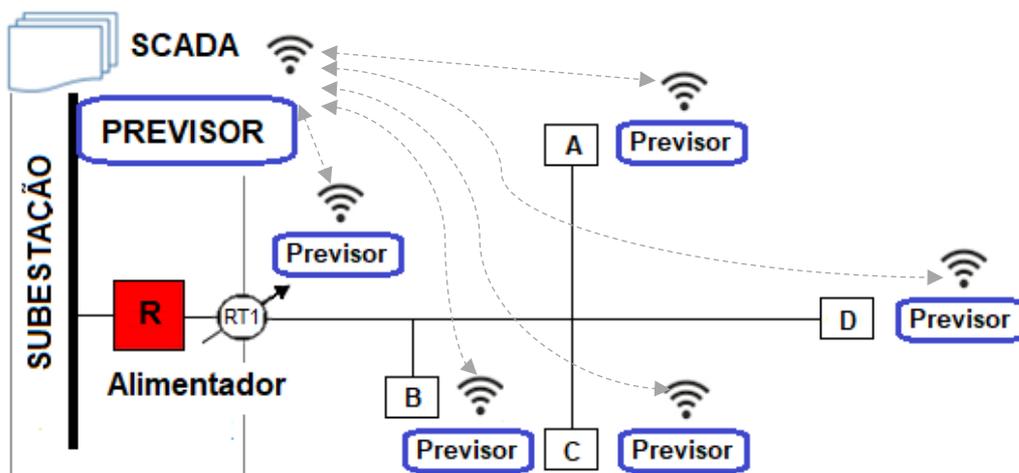
Figura 4.18 – Regulador de tensão operando no modo autônomo inteligente



Fonte: Elaborado pelo autor.

Numa visão mais ampla, se considera que os BFR possuem um elevado nível de automação e telemetria dos equipamentos instalados, de tal modo, neste cenário estão disponíveis os recursos das REI e a operação dos sistemas de distribuição é mais complexa. Na forma apresentada na Figura 4.19 as ações proativas possibilitam a otimização dos processos de operação, através da combinação das funcionalidades da VVO, da CVR e da DSM.

Figura 4.19 – Ponto de Monitoramento com PGE Centralizado



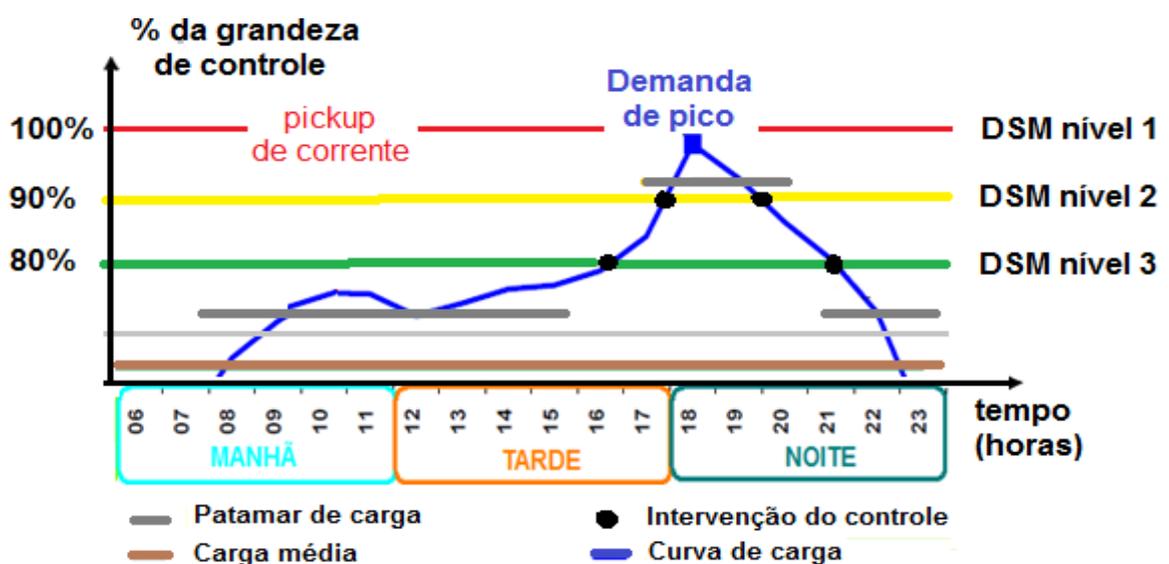
Fonte: Elaborado pelo autor.

Nesta configuração as grandezas são previstas por PM e os recursos centralizados coordenam a interação entre os equipamentos. Neste cenário o Regulador de Tensão do BFR Teste - IEEE pondera as informações de outros pontos de monitoramento através do controle centralizado, assim, além das grandezas do próprio equipamento são considerados os dados registrados nos outros três pontos do Bloco Funcional Teste. De tal modo outros equipamentos podem ser acionados para realizar ações proativas e otimizar a operação do sistema, tal como os mecanismos relacionados a VVO, a CVR e a DSM.

4.6.2 Abrangência da metodologia desenvolvida

Uma alternativa de recorrer aos BFR para ações proativas de DSM está na aplicação do PGE como suporte as tomadas de decisão, considerando os níveis de severidade, ou seja, os limites estabelecidos para acionar medidas de incentivo ou de restrição. Neste sentido, na Figura 4.20 está apresentada uma proposta de aplicação, em que as ações de eficiência energética podem ser realizadas através do DSM nível 3, visando um balanceamento energético otimizado para o BFR, como exemplo, o incentivo para conexões de recursos distribuídos via sinais de preço.

Figura 4.20 – Níveis de atuações do controle de DSM



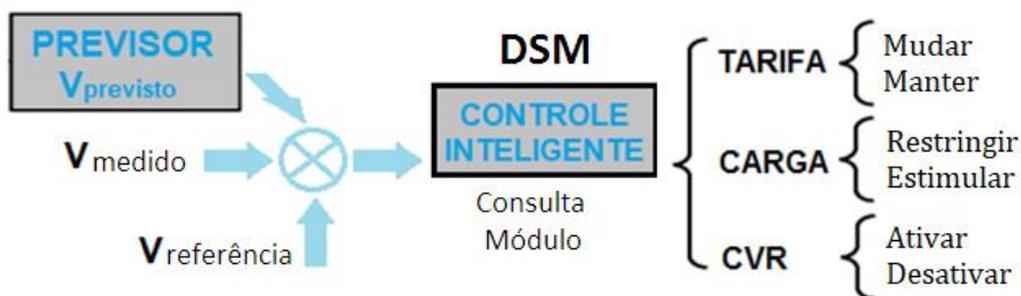
Fonte: Elaborado pelo autor.

No DSM nível 2 são indicadas as ações baseadas em tarifas dinâmicas podem ser acionadas para desestimular o consumo de energia e, então evitar o crescimento abrupto da carga. Neste nível também pode ser considerada a possibilidade de explorar os recursos da CVR. No caso do DSM nível 1 se busca a modulação da curva de carga a fim de evitar atingir o limite da capacidade de carregamento do elemento em análise. Nesta condição podem ser desencadeadas ações restritivas como a desconexão de cargas das unidades consumidoras com tarifa interruptível. Outra possibilidade é a reconfiguração do sistema de distribuição para casos com possibilidade de manobras entre circuitos adjacentes.

De forma similar as ações de DSM para redução da carga, os conceitos de BFR também se aplicam nas condições de baixo consumo, já que a modulação da curva de carga contribui para otimização do uso dos recursos energéticos.

Em complemento ao digrama genérico apresentado, a Figura 4.21 apresenta uma configuração dedicada as ações de gerenciamento da demanda considerando intervenção através da carga, tarifa, redução de tensão e reconfiguração.

Figura 4.21 – Esquema de módulo inteligente do controle de DSM



Fonte: Elaborado pelo autor.

- **Contribuição da metodologia para reconfiguração de rede**

O BFR pode contribuir para identificação prévia de restrições as ações de manobras nos sistemas de distribuição, já que as ferramentas disponíveis atualmente para análise são comumente embasadas em curvas típicas de carregamento dos barramentos das subestações.

Para ações remotas em equipamentos de proteção e manobra, as grandezas mais relevantes são a corrente e a tensão (PFITSCHER, 2013; BERNARDON, 2015).

A subdivisão dos alimentadores em BFR, com previsão de grandezas elétricas por PM, amplia as informações disponíveis para tomada de decisão sobre reconfiguração automática. De tal modo, possibilita melhoria nos procedimentos de ajuste dos dispositivos, ampliando as condições para atendimento dos critérios de coordenação e seletividade, bem como parametrização dos controles de tensão e reativos.

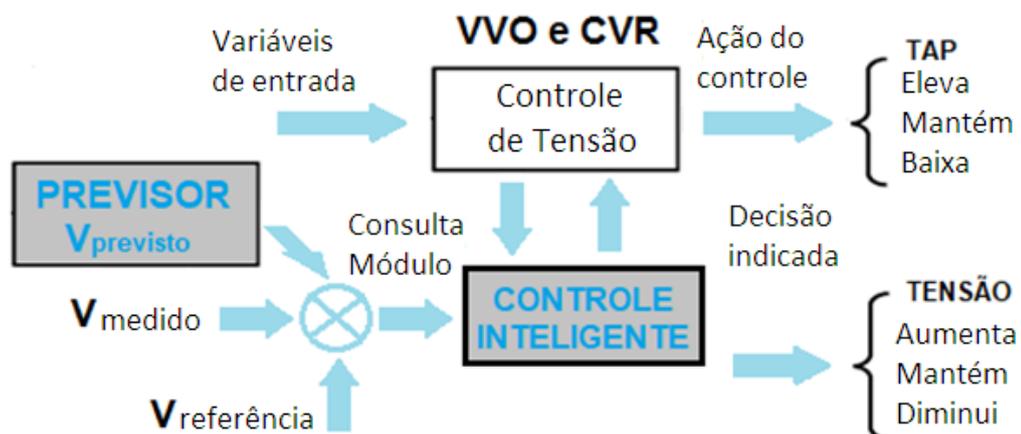
- **Ações de VVO considerando Blocos Funcionais de Rede**

Para aplicações dos recursos de VVO a nível local, também referenciado como autônomo, se propõe que as funcionalidades do Analisador de BFR e do PGE – Módulo Local sejam inseridas nos controladores inteligentes de acordo com o princípio de tecnologia embarcada.

Para operação proativa são necessárias novas funcionalidades, as quais podem ser disponibilizadas nos controles destes dispositivos para ponderar as grandezas medidas no próprio equipamento, os valores previstos e os parâmetros tradicionais. Também são oportunas iniciativas para otimizar as atuações dos equipamentos.

Considerando estes conceitos propostos para VVO, extensivos a CVR, a Figura 4.22 ilustra um módulo inteligente capaz de interagir com o rele de controle do equipamento regulador de tensão, capacitor ou compensador de reativos e indicar as ações a serem realizadas de forma proativa. De tal modo o diagrama se aplica a um equipamento operando no modo autônomo inteligente considerado no segundo Capítulo.

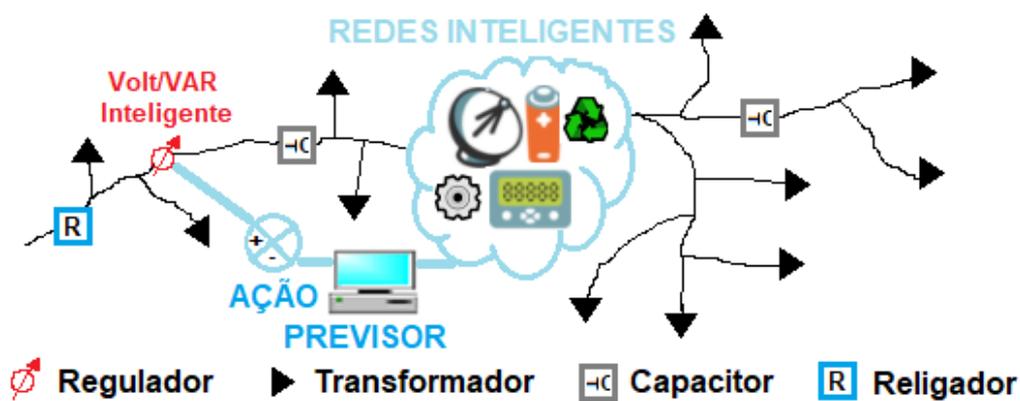
Figura 4.22 – Esquema de controle de tensão com módulo inteligente



No caso de VVO centralizada são consideradas as influências mutuas entre os diversos equipamentos de um mesmo alimentador, sendo que são aplicados os recursos do PGE - Módulo Centralizado.

A Figura 4.23 ilustra a aplicação desse recurso, além das grandezas medidas no próprio equipamento também são ponderadas outras informações do sistema de distribuição.

Figura 4.23 – VVO com Previsor de Grandezas – Módulo Centralizado



Fonte: Elaborado pelo autor.

A CVR é uma aplicação complementar dos recursos disponíveis para VVO e DSM, que no sistema de distribuição convencional é difícil de ser aplicada devido à sua complexidade, mas pode ser melhor explorada a partir dos recursos de monitoramento combinados com os fundamentos dos BFR. Nesta aplicação é importante considerar a previsão de diversas grandezas, uma vez que a tomada de decisão de diminuir a tensão em um BFR pode ocasionar transgressões da faixa de tensão em outros trechos do sistema.

A redução da energia deve ser avaliada de forma proativa, uma vez que o resultado depende do comportamento da carga, principalmente ao perfil da impedância. A aplicação prática de recursos avançados de CVR considerando BFR com PGE depende da evolução dos controles digitais para inteligentes, cuja pesquisa supera os estudos desenvolvidos no âmbito desta tese.

- **Considerações Finais**

Neste capítulo foram apresentadas situações que justificam a subdivisão dos alimentadores, para tanto foi elaborado cenário teste a partir de um Bloco Funcional

de Rede evidenciando as possibilidades de melhoria a partir da evolução das ações no modo autônomo convencional para forma centralizada com recursos do PGE.

Atrelado ao BFR Teste foi aplicado o PGE ao PM Teste abrangendo estudos com dados reais do Alimentador e dados obtidos por plataforma de simulação para o circuito IEEE 123 Adaptado. A partir dos resultados obtidos se verificou que o desempenho do PGE foi satisfatório para o propósito de fazer previsões para grandezas elétricas. As condições pré-definidas para seleção de técnicas e os critérios de combinação adotados corresponderam a expectativa de acurácia, consistência e versatilidade da metodologia desenvolvida. Este capítulo trouxe também uma aplicação do equacionamento para análise técnica de PMs relacionados a BFR.

Neste capítulo foram apresentadas algumas possibilidades de aplicação da metodologia para realizar ações proativas, tais como DSM, CVR e VVO, porém as tecnologias para aplicação ainda são restritas. Assim, se verifica a necessidade de evolução dos controles para que novas funcionalidades possam ser disponibilizadas.

A proposta de diagramas de controle inteligente considerando grandezas previstas é uma contribuição importante trazida neste capítulo.

No capítulo seis a seguir são apresentadas as considerações referentes aos estudos realizados.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foi desenvolvida uma metodologia para subdivisão dos sistemas de distribuição em *clusters* para análise e operação, denominados Blocos Funcionais de Rede, os quais devem operar dentro do contexto das Redes Elétricas Inteligentes. O trabalho foi dividido em duas partes principais: ordenamento dos blocos funcionais de acordo com a aplicação, e previsão de grandezas elétricas por ponto de monitoramento. O algoritmo desenvolvido e intitulado Configurador de BFR consiste em ordenar as subdivisões a partir da comparação com o alimentador, com base em índices técnicos que ponderam informações geoeletricas. O método de configuração de BFR proposto foi comparado com Lógica Fuzzy e TOPSIS. A possibilidade de tomadas de decisões proativas nos BFR está fundamentada na análise técnica, que considera a previsão de grandezas elétricas (tensão, corrente, potência ativa e potência reativa). O método de seleção compara cinco técnicas de previsão distintas que atuam simultaneamente: Média Móvel Ponderada (MMP), Regressão Linear Múltipla (RLM), Holt-Winters Aditivo (HWA), Rede Neurofuzzy (RNF) e Redes Neurais Artificiais (RNA). A seguir, são apresentadas as conclusões do trabalho desenvolvido e as sugestões de continuidade da pesquisa.

5.1 CONCLUSÕES

A metodologia desenvolvida parte da premissa que a subdivisão dos alimentadores em blocos funcionais. Essa alternativa está relacionada a necessidade de considerar as informações locais, já que a inserção de recursos distribuídos ao longo dos alimentadores implica em aumento da complexidade de controle e operação. Além disso, considera a possibilidade de fazer previsão de outras grandezas elétricas além da tradicional previsão de demanda. Esse recurso é importante para viabilizar a tomada de ações proativas nos sistemas de distribuição inteligentes com blocos funcionais de rede.

Com a metodologia de configuração de blocos foi demonstrada a possibilidade de ampliar as alternativas de controle e operação dos sistemas de distribuição. Já que as ações no modelo convencional realizadas de forma reativa aos problemas podem ser alteradas para forma proativa no cenário de elevado grau de monitoramento dos equipamentos de rede.

As tomadas de decisão baseadas em informações centralizadas nas subestações necessitam evoluir para comportar os sistemas de distribuição inteligentes. Com base na revisão bibliográfica foi demonstrado que as subdivisões usuais como blocos de carga e área de regulação de tensão são insuficientes para o cenário mutável diante da inserção massiva de recursos distribuídos.

A necessidade de obter previsões consistentes para trechos de rede distantes da subestação fomentou a pesquisa sobre previsão de outras grandezas, cuja revisão bibliográfica e simulações confirmam a viabilidade. A forma tradicional de fazer previsão através de técnica individual compromete os níveis de precisão desejados, de tal modo foi desenvolvido o método de seleção de técnicas, que apresenta consequências formidáveis para previsão no curtíssimo prazo. De tal modo, o valor previsto pela técnica com melhor desempenho é o escolhido.

A metodologia desenvolvida apresenta as seguintes vantagens:

- Os blocos podem ser compostos por equipamentos com funcionalidades distintas, os quais são adotados como pontos de monitoramento;
- As informações geoeletricas dos trechos de rede ao longo dos alimentadores são consideradas na metodologia e evidenciam os problemas locais;
- Além da carga, considera outras grandezas elétricas a partir da previsão por PM;
- Não está diretamente atrelada ao cálculo de fluxo de potência para obter valores das grandezas elétricas, de tal modo, depende menos da modelagem dos elementos de rede;
- Flexibilidade a adição de novos elementos distribuídos;
- Tem aplicabilidade universal para sistemas de distribuição radiais; e
- Comporta a transição do modelo convencional para o formato com recursos inteligentes.

A partir de simulações de subdivisão no IEEE teste e Alimentador, foi constatado que o modelo proposto para configuração de blocos apresenta resultados satisfatórios, com capacidade de ponderar o tipo de aplicação. Neste caso, considera que as soluções referentes ao controle de tensão podem ser diferentes das necessidades para o gerenciamento de demanda.

5.2 CONTRIBUIÇÕES DA TESE

Diante da revisão bibliográfica realizada, pode-se destacar como contribuições desse trabalho, em relação à subdivisão dos sistemas de distribuição:

- Elaboração de metodologia diferenciada para subdivisão de alimentadores, baseada em um algoritmo desenvolvido para essa finalidade;
- Proposição de índices técnicos que permitem a comparação de blocos de rede entre si e o alimentador;
- Desenvolvimento de solução para previsão de grandezas elétricas no curtíssimo prazo, baseada num método singular de seleção de técnicas, de forma a considerar dados históricos e *online*;
- Criação de equacionamento específico para análise técnica proativa do comportamento dos equipamentos definidos como pontos de monitoramento;
- Adaptação do método de ordenação de redes a partir de nós e ramos para o nível de ordenamento de elementos série.

5.3 SUGESTÕES DE CONTINUIDADE DOS TRABALHOS

Dentre as possibilidades de continuidade do trabalho apresentado nessa tese, sugere-se:

- Estudo para utilização de métodos aprimorados para o gerenciamento de ações proativas, como sistemas multiagente que considerem o ordenamento dos BFR para as diferentes aplicações;
- Análise de melhorias nos dispositivos de controle para inserir funcionalidades avançadas nos equipamentos novos e existentes, que comporte os recursos de previsão de grandezas a nível local e centralizado;
- Pesquisa sobre a aplicabilidade da metodologia de seleção de técnicas para outras grandezas, diferentes horizontes de tempo e tipos de aplicação.

5.4 PRODUÇÃO CIENTÍFICA

Durante o Doutorado, foram desenvolvidos os seguintes trabalhos:

5.4.1 Trabalhos Publicados em Anais de Eventos (completo)

1. GARCIA, E. D. et al. **Métodos de Previsão Aplicados na Qualidade do Serviço e do Produto Considerando o Potencial das Smart Grids**, V SBSE – SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELÉTRICOS, Foz do Iguaçu, PR, 2014.
2. GARCIA, E. D., CANHA, L. N., GIRARDI, E. **Alternativas para o atendimento de aspectos regulatórios da qualidade da energia relacionados às perspectivas do setor elétrico**. IX CBPE – CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, Florianópolis, SC, 2014.
3. GARCIA, E. D., CANHA, L. N., GIRARDI, E. **Alternativas Para Previsão de Tensão no Cenário das Redes Elétricas Inteligentes Através de Sistema Híbrido**. 2º SESP – SEMINÁRIO DE ENERGIA E SISTEMAS DE POTÊNCIA. Santa Maria, RS, 2014.
4. GARCIA, E. D. et al. **New Alternatives to Improve Advanced Distribution Management Systems Using Very Short-Term Voltage Prediction**. 49th UPEC - INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE. Cluj-Napoca, Romania, 2014.
5. GARCIA, E. D. **Previsão de grandezas aplicada na qualidade do serviço e do produto considerando o potencial das Smart Grids**. XXI SENDI - SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, Santos, SP, 2014.
6. GARCIA, E. D., CANHA, L. N., PEREIRA, P. R. **Avanços na Qualidade da Energia e a Metodologia de Previsão de Grandezas Elétricas – MHPGE**. XI CBQEE - CONFERÊNCIA BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA, Campina Grande, PB, 2015.
7. GARCIA, E. D., CANHA, L. N., PEREIRA, P. R. **Power Quality Considering the Forecasting of Quantities Applied to Interactive Volt/VAR Control**. 50th UPEC -INTERNATIONAL UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE. Inglaterra, Reino Unido, 2015.

8. GARCIA, E. D., CANHA, L. N., PEREIRA, P. R. **Hybrid Forecasting Techniques Applied to Distribution Systems for Proactive Voltage Control.** 23rd CIRED - INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION ON ELECTRICITY DISTRIBUTION. Lyon, França, 2015.
9. GARCIA, E. D., CANHA, L. N., PEREIRA, P. R. **A Previsão de Grandezas como Alternativa para Melhoria da Qualidade da Energia Elétrica.** 9^o SEPOC - Seminário de Eletrônica de Potência e Controle. Santa Maria, RS, 2015.

5.4.2 Artigo Completo Publicado em Periódico

GARCIA, E. D., CANHA, L. N., PEREIRA, P. R. **Previsão de grandezas para os sistemas de distribuição inteligentes.** Eletricidade Moderna. Volume 46, N^o: 524, Nov. 2017.

5.4.3 Artigo Submetido em Periódico (aprovado aguardando publicação)

GARCIA, E. D., CANHA, L. N., PEREIRA, P. R. **Grid Functional Blocks Methodology to Dynamic Operation and Decision Making in Smart Grids.** International Journal of Electrical Power and Energy Systems. Volume 103C, pp. 267-276, 2018.

REFERÊNCIAS

ABEDINIA, O.; AMJADY, N.; ZAREIPOUR, H. A New Feature Selection Technique for Load and Price Forecast of Electrical Power Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 32, n. 1, p. 62–74, Jan. 2017.

ABEYSINGHE, A. et al. **Topological properties of medium voltage electricity distribution networks**. *Applied Energy*. pp. 1101–1112. Vol. 210. Jan. 2018. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.06.113.

AGALGAONKAR, Y. P.; PAL, B. C.; JABR, R. A. Distribution Voltage Control Considering the Impact of PV Generation on Tap Changers and Autonomous Regulators. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 29, n. 1, p. 182-192, Jan. 2014. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2279721.

ALIMISIS, V.; TAYLOR, P. C. Zoning Evaluation for Improved Coordinated Automatic Voltage Control. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 30, n. 5, p. 2736–2746, Sep. 2015. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2369428.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 414 – Condições gerais de fornecimento de energia**. Brasília, 2010.

_____. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da energia elétrica**. Brasília, 2008a.

_____. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST – Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Brasília, 2008b.

_____. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482 - Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica**. Brasília, 2012.

_____. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Chamada de Projeto de P&D Estratégico nº 021/2016 – Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro**. Brasília, 2016a.

_____. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 733 - Estabelece as condições para a aplicação da modalidade tarifária horária branca**. Brasília, 2016b.

BAHRAMIPANAH, M. et al. **Network clustering for voltage control in active distribution network including energy storage systems**. *Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. Washington, Jun. 2015. DOI: 10.1109/ISGT.2015.7131916.

BAHRAMIRAD, S. et al. Special Section on Asset Management in Smart Grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Vol. 6, n. 2, p. 953–954, Mar. 2015. DOI: 10.1109/TSG.2015.2394053.

BARAKA, S.; SADEGH, S. S. Forecasting energy consumption using ensemble ARIMA–ANFIS hybrid algorithm. **IJEPES**, Vol. 82, p. 92–104, Nov. 2016. DOI: 10.1016/j.ijepes.2016.03.012.

BEIHOFF, B. et al. **Transforming the Grid from the Distribution System Out, The potential for dynamic distribution systems to create a new energy marketplace**. P. 1-6. Jul. 2014. Disponível em: <energy.wisc.edu>. Acesso em: 28 out. 2016.

BEIHOFF, B. et al. **The Dynamic Distribution System: A Concept for the 51st State Project**. March, 2016. Disponível em: <www.ieee-pes.org>. Acesso em: 20 out. 2017.

BELLO et al. Medium Term Probabilistic Forecasting of Electricity Prices: A Hybrid Approach. **IEEE Transactions on Power Systems**. Vol. 32, n. 1, p. 334–343, Jan. 2017. DOI: 10.1109/TPWRS.2016.2552983.

BERNARDON, D. P. et al. **Sistemas de Distribuição no Contexto das Redes Elétricas Inteligentes: uma abordagem para reconfiguração de redes**. Santa Maria: AGEPOC, 2015. 163 p.

BHATTARAI, B. et al. Optimum Aggregation and Control of Spatially Distributed Flexible Resources in Smart Grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Vol. PP, n. 99, Mar. 2017. DOI: 10.1109/TSG.2017.2686873.

BIANCHI, F. M. et al. **Recurrent Neural Networks for Short-Term Load Forecasting: An Overview and Comparative Analysis**. Troms, Norway: Springer, 2017. 72 p.

BOTTURA, R.; BORGHETTI, A. Simulation of the Volt/Var Control in Distribution Feeders by Means of a Networked Multiagent System. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, Vol. 10, n. 4, p. 2340-2353, Nov. 2014. DOI: 10.1109/TII.2014.2331025.

BUSNAINA, J. **Zone-Distributed Optimization System for Energy Management in Smart Grids**. 2017. p. 83. Tese (Master of Applied Science in Electrical and Computer Engineering) – University Of Waterloo, Ontario, Canada, 2017.

CASTRO, N. J. **Visão 2030: cenários, tendências e novos paradigmas do setor elétrico**. Rio de Janeiro: Babilonia Cultural, 2015. 436 p.

CHAOJUN, G. et al. Spatial Load Forecasting With Communication Failure Using Time-Forward Kriging. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 29, n. 6, p. 2875–2882. Nov. 2014. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2308537.

CHAUDHURI, N. R. et al. Dynamic Modeling of Electric Springs. **IEEE Transactions on Smart Grid**, Vol. 5, n. 5, p. 2450–2458, Sep. 2014. DOI: 10.1109/TSG.2014.2319858.

CHU, C.; IU, H. H. Complex Networks Theory For Modern Smart Grid Applications: A Survey. **IEEE Journal on Emerging and Selected Topics in Circuits and Systems**, Vol. 7, n. 2, p. 177–191. Jun. 2017. DOI: 10.1109/JETCAS.2017.2692243.

CORSI, S. **Voltage Control and Protection in Electrical Power Systems from System Components to Wide-Area Control**. Hardcover: Springer, 2015. 557 p.

COSTALONGA, F. L. et al. Parametrização dinâmica da filosofia de proteção na distribuição. **Revista O Setor Elétrico**. Edição 115. p. 70–77 Ago. 2015.

COTILLA-SANCHEZ, E. et al. Multi-Attribute Partitioning of Power Networks Based on Electrical Distance. **IEEE Transactions on Power Systems**. Vol. 28, n. 4, pp. 4979-4987. Nov. 2013. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2263886.

CRAN. **RExcel - Using R from within Excel**. [Online]. Disponível em: <<http://cran.r-project.org>>. Acesso em: 28 out. 2015.

DAMMAK, F.; BACCOUR, L.; ALIM, A. M. A comparative analysis for multi-attribute decision making methods: TOPSIS, AHP, VIKOR using intuitionistic fuzzy sets, **IEEE International Conference on Fuzzy Systems (FUZZ-IEEE)**, Istanbul, 2015, p. 1–5. DOI: 10.1109/FUZZ-IEEE.2015.7338059.

DANTAS, G.; BRANDÃO, R.; ROSENTAL, R.. **A energia na cidade do futuro: Uma abordagem didática sobre o setor elétrico**. Rio de Janeiro: Babilonia Cultura Editorial, 2015. 144 p.

DEWHA. AUSTRALIAN GOVERNMENT. **Smart Grid, Smart City Monitoring and Measurement Report IV – Active Volt-VAr Control**. 2012. p. 1-113. Disponível em: <<http://www.industry.gov.au/>>. Acesso em: 11 mar. 2015.

DJOKIC, S. et al. Dealing with a complex smart grid: An integrated perspective. **Power & Energy Society General Meeting**, Oct. 2015. DOI: 10.1109/PESGM.2015.7286297.

DONG, J. et al. Frequency Prediction of Power Systems in FNET based on State Space Approach and Uncertain Basis Functions. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 29, n. 6, p. 2602–2612 Nov. 2014. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2319057.

DNV GL. **Modeling Renewable Energy Resources in Integrated Resource Planning**, Sep. 2014. Disponível em: <www.dnvgl.com>. Acesso em: 19 jan. 2015.

DOWI, S. A.; HAMZA, A. I. Dynamic State Forecasting in Electric Power Networks. **Journal of Power and Energy Engineering**, Vol. 2, p. 1–11. 2014. DOI: 10.4236/jpee.2014.23001.

DRAIDI e LABED, D. A Neuro-fuzzy Approach for Predicting Load Peak Profile. **International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)**, Vol: 5, n. 6, p. 1304–1310, Dez. 2015. ISSN: 2088-8708.

EID, C. et al. Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Vol. 64, Oct. 2016. DOI: 10.1016/j.rser.2016.06.008.

EID, B. M. et al. Control Methods and Objectives for Electronically Coupled Distributed Energy Resources in Microgrids: A Review. **IEEE Systems Journal**, Vol. PP, n. 99, p. 1–13, Jan. 2014. DOI: 10.1109/JSYST.2013.2296075.

EPRI. Electric Power Research Institute. **Sourceforge. OpenDSS, Open Distribution System Simulator.Net** [Online]. Disponível em: <<http://sourceforge.net/projects/electricdss/files/>>. Acesso em: 09 jul. 2015.

EPRI. Electric Power Research Institute. **The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. Vol. 7.6, p. 180, 2013.

FIASCHETTI, L. et al. Monitoring and controlling energy distribution_ Implementation of a distribution management system based on Common Information Model. **IJEPES**, Vol. 94, p. 67–76, Jan. 2018. DOI: 10.1016/j.ijepes.2017.06.029.

GALVIS, J. C.; COSTA, A. Demand Side Management Using Time of Use and Elasticity Price. **IEEE Latin America Transactions**, Vol. 14, n. 10, p. 4267–4274, Oct. 2016. DOI: 10.1109/TLA.2016.7786304.

GARCIA, E.; CANHA, L. **Sistema e método de previsão de variáveis, método de configuração de blocos de rede e método de seleção de técnica em sistemas de distribuição**, BR 10 2016 030812-7, Dec. 28, 2016.

HAN, D.; SUN, W.; FAN, X. Dynamic energy management in smart grid: A fast randomized first-order optimization algorithm. **IJEPES**, Vol. 94, p. 179-187, Jan. 2018. DOI: 10.1016/j.ijepes.2017.07.003.

HASSANZADEH, M.; EVRENOSOĞLU, C. Y.; MILI, L. A Short-Term Nodal Voltage Phasor Forecasting Method Using Temporal and Spatial Correlation. **IEEE Transactions on Power Systems**, Vol. 31, n. 5, p. 3881–3890, Sep. 2016. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2487419.

HONG, T.; DICKEY, D. A. **Electric load forecasting: fundamentals and best practices. OTexts**. [Online]. 2014. Disponível em: <www.otexts.org/elf> Acesso em: 28 nov. 2015.

HYNDMAN, R. J.; ATHANASOPOULOS, G. **Forecasting: Principles and Practice**. [Online]. 2015. Disponível em: www.otexts.org Acesso em: 14 nov. 2015.

HWANG, C. L.; YOON, K. **Multiple attribute decision making, methods and applications. Lecture notes in economics and mathematical systems**. Vol. 186. New York: Springer-Verlang, p. 259, 1981.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Photovoltaic and Solar Forecasting: State of the Art**. IEA PVPS Task 14, Subtask 3.1. Report IEA-PVPS T14-01. p. 40. 2013.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Implementing Agreement for Co-operation in the Research and Development of Wind Energy Systems (IEA Wind): Forecasting for Wind Energy - Task Proposal**, 2015, Version 3. p. 14. Paris: OECD/IEA, 2015. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 10 jan. 2016.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Technology Roadmap - Energy storage**. 2014. p. 60. Paris: OECD/IEA, 2014. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 10 jan. 2016.

IEEE. Distribution Planning Working Group Report. Radial distribution test feeders. **IEEE Transactions on Power System**. Vol. 6, n. 3, p. 975–985. Aug. 1991.

IEEE. Distribution System Analysis Subcommittee. **IEEE 123 Node Test Feeder**. Nova Iorque: IEEE, 2014. Disponível em: <www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>. Acesso em: 10 dez. 2015.

IQBAL, T. FELIACHI, A. **Discovering Community Structures in Power System Networks using Voltage – Reactive Power Sensitivity**. North American Power Symposium (NAPS). pp.1–6, Morgantown, Sep. 2017. DOI: 10.1109/NAPS.2017.8107306.

ITB. **Manual de Instruções do Compensador Automático de Potência Reativa CAQ-1 com controlador CTX-1**. Birigui, 2014. p. 20.

JANG, S. R. ANFIS: adaptive-network-based fuzzy inference system. **IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics**. Vol. 23, n. 3, p. 665–685, Jun. 1993. Disponível em: <<http://www.iee.org.br>>. Acesso em: 20 mar. 2015. DOI: 10.1109/21.256541.

JIANG, H. et al. Energy big data: A survey. **IEEE Access**. Vol. 4, p. 3844–3861, 2016. DOI: 10.1109/ACCESS.2016.2580581.

JEFF, Triplett. VVO Control & CVR: PA Fall Engineering Section Meeting. **Power System Engineering**. p. 1–31, 2013. Disponível em: <www.powersystem.org>. Acesso em: 24 abr. 2015.

KAGAN, N. et al. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Editora Edgard Blucher, 2005. 328 p.

KAGAN, N. et al. **Redes Elétricas Inteligentes no Brasil: Análise de custos e benefícios de um plano nacional de implantação**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011. 260 p.

KAMPPFMEYER, M. C. et al. **Recurrent Neural Networks for Short-Term Load Forecasting: An overview and comparative analysis of Recurrent Neural Networks for Short Term Load Forecasting**. Springer, 2017. 72 p.

KE, Y. **ADMS (Advanced Distribution Management System) in Smart Grid**. 2014. Disponível em: <http://www.semi.org>.

KOUTSOUKIS, N. C. et al. Online Reconfiguration of Active Distribution Networks for Maximum Integration of Distributed Generation. **IEEE Transactions on Automation Science and Engineering**. Vol. 14, n. 2, p. 437–448, Apr. 2017. DOI: 10.1109/TASE.2016.2628091.

LEKSAWAT, S. et al. **Data management and visualization for cluster-based grid operations**. Clean Electrical Power (ICCEP). Santa Margherita Ligure, Jun, 2017. DOI: 10.1109/ICCEP.2017.8004819.

LI, B. et al. Short-Term Load-Forecasting Method Based on Wavelet Decomposition With Second-Order Gray Neural Network Model Combined With ADF Test. **IEEE Access**. Vol. 5, p. 16324–16331, Aug. 2017. DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2738029.

LIMA JUNIOR, F; CARPINETTI, L. Uma comparação entre os métodos TOPSIS e Fuzzy-TOPSIS no apoio à tomada de decisão multicritério para seleção de fornecedores. **Gestão e Produção**. Vol. 22, n. 1, p. 17-34, Mar. 2015.

LOPES, I. L; OLIVEIRA, F. A. PINHEIRO, C. A. M. **Inteligência artificial**. 1. Ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2014. 174 p.

LÓPEZ, M. A. et al. Demand-side management in smart grid operation considering electric vehicles load shifting and vehicle-to-grid support. **IJEPES**. Vol. 64, p. 689–698, Jan. 2015. DOI: 10.1016/j.ijepes.2014.07.065.

LYONS, P. et al. **Small Scale Energy Zones and the Impacts of High Concentrations of Small Scale Embedded Generators**. International Universities Power Engineering Conference, UPEC '06, n. 2, pp. 128 – 132, Newcastle-upon-Tyne, Sep. 2006. DOI: 10.1109/UPEC.2006.367729.

MAIA, F. **Redes Elétricas Inteligentes no Brasil – Análise de custos e benefícios de um Plano Nacional de Implantação**. Rio de Janeiro: Synergia, 2013. 260 p.

MALBASA, V. et al. Voltage Stability Prediction Using Active Machine Learning. **IEEE Transactions on Smart Grid**. Vol. 8, n. 6, p. 3117–3124, Nov. 2017. DOI: 10.1109/TSG.2017.2693394.

MANBACHI, M. et al. A novel Volt-VAR Optimization engine for smart distribution networks utilizing Vehicle to Grid dispatch. **IJEPES**. Vol. 74, p. 238–251, Jan. 2016. DOI: 10.1016/j.ijepes.2015.07.030.

MARTINS, V. L. M. **Combinação de previsões: Uma proposta utilizando análise de componentes principais**. 2014. p.105. Tese (Doutorado em Engenharia em Sistemas de Qualidade)– Universidade Federal do Rio do Sul, Porto Alegre, 2014.

MATHWORKS, The. **Fuzzy Logic Toolbox User's Guide**. 2017. [Online] Available: <http://www.mathworks.com>.

MATHWORKS, The. **MATLAB computer software**. 2016. Natick, Massachusetts.

MCTI. MINISTÉRIO DA CIÊNCIA, TECNOLOGIA E INOVAÇÃO. **Redes Elétricas Inteligentes**. Diálogo Setorial Brasil-União Europeia. ENER0001 - 7ª CONVOCATÓRIA, p. 204, Nov. 2014. Disponível em: <www.mcti.gov.br>. Acesso em: 14 mai. 2015.

MEHMOOD, K. K. et al. A real-time optimal coordination scheme for the voltage regulation of a distribution network including an OLTC, capacitor banks, and multiple distributed energy resources. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**. Vol. 94, p. 1–14, Jan. 2018. DOI: 10.1016/j.ijepes.2017.06.024.

MILLAR, B.; JIANG, D.; HAQUE, M. **A novel partitioning strategy for distribution networks featuring many small scale generators**. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT). pp.1–6, Washington, Feb. 2013. DOI: 10.1109/ISGT.2013.6497813.

MIROWSKI, P. et al. Demand Forecasting in Smart Grids. **Bell Labs Technical Journal**. Vol. 18, n. 4. p. 135–158, 2014.

MME. Ministério de Minas e Energia. **ProGD: Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica. Ações de estímulo à geração distribuída, com base em fontes. Renováveis**. Brasília, 2015.

MONTGOMERY, D. C e RUNGER, G. C. **Applied statistics and probability for engineers**. Wiley. 2013. 832 p.

MOUNT N. J. et al. Data-driven modelling approaches for socio-hydrology: opportunities and challenges within the Panta Rhei Science Plan. **Hydrological Sciences Journal**. Vol. 61, n. 7, p. 1192–1208, Apr. 2016. DOI: 10.1080/02626667.2016.1159683.

NERC. North American Electric Reliability Corporation. **Distributed Energy Resources Connection Modeling and Reliability Considerations**. 2017. [Online] Available: www.nerc.com.

NREL. National Renewable Energy Laboratory. **Distributed Energy Resources Utility Concerns, Grid Impacts and Mitigation Strategies**. INTERNATIONAL SMART GRID ACTION NETWORK (ISGAN). Santiago/Chile: Oct. 2015.

OUAMMI, A. et al. Coordinated Model Predictive-Based Power Flows Control in a Cooperative Network of Smart Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**. Vol. 6, n. 5, p. 2233–2244, Set. 2015.

OZKAN, M. B.; KARAGOZ, P. A Novel Wind Power Forecast Model: Statistical Hybrid Wind Power Forecast Technique (SHWIP). **IEEE Transactions on Industrial Informatics**. Vol. 11, n. 2, p. 375–387, Apr. 2015. DOI: 10.1109/TII.2015.2396011.

PAGANI, G. A.; AIELLO, M. The Power Grid as a Complex Network: a Survey. **Physica A: Statistical Mechanics and its Applications**. Vol. 396, n. 15, p. 2688–2700, Feb. 2014.

PANDI, V. R.; AL-HINAI, A e FELIACHI, A. Adaptive coordinated feeder flow control in distribution system with the support of distributed energy resources. **IJEPES**. Vol. 85, p. 190–199, Feb. 2017. DOI: 10.1016/j.ijepes.2016.09.004.

PATERAKIS, N. et al. Coordinated Operation of a Neighborhood of Smart Households Comprising Electric Vehicles, Energy Storage and Distributed Generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**. Vol. 7, n. 6, p. 2736 –2747, Nov. 2016. DOI: 10.1109/TSG.2015.2512501.

PEREIRA, P. R. S. **Controle hierárquico e adaptativo para aumento do desempenho operacional de reguladores de tensão em redes elétricas inteligentes**. 2014. 140 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2014.

PFITSCHER, L. L. **Reconfiguração automática das redes de distribuição de energia elétrica com monitoramento em tempo real**. 2013. 146 p. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2013.

POWERSYSLAB. **PSL DMS DEMO (Distibution Management System)**. Porto Alegre, 2015.

R CORE TEAM (2014). **R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing**. Vienna: Austria. Disponível em: <<http://www.R-project.org/>>. Acesso em: 19 jun. 2016.

RIBEIRO, P. F. et al. **Power Systems Signal Processing for Smart Grids**, 1, Wiley, 2014.

ROBERGE, V. et al. Distribution System Optimization on Graphics Processing Unit. **IEEE Transactions on Smart Grid**. Vol. 8, n. 4, Jul. 2017. DOI: 10.1109/TSG.2015.2502066.

RODWAY et al. Prediction of Voltage Related Power Quality Values from a Small Renewable Energy Installation. **Electrical Power and Energy Conference (EPEC)**, 2014.

SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**, CRC Press, 2004.

TAHMASEBIFAR et al. Point and interval forecasting of real-time and day-ahead electricity prices by a novel hybrid approach. **IET Generation, Transmission & Distribution**. Vol. 11, n. 9, p. 2173–2183, Jun. 2017. DOI: 10.1049/iet-gtd.2016.1396.

TAIEB, S. B. et al. **Probabilistic time series forecasting with boosted additive models: an application to smart meter data**. [Online]. 2015. Disponível em: <<http://robjhyndman.com/working-papers/kdd2015/>> Acesso em: 28 jan. 2016.

TAJER, Ali. Load Forecasting via Diversified State Prediction in Multi-Area Power Networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**. Vol. 8, n. 6, p. 2675–2684, Nov. 2017. DOI: 10.1109/TSG.2016.2535200.

TASCIKARAOGLU et al. Compressive Spatio-Temporal Forecasting of Meteorological Quantities and Photovoltaic Power. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**. Vol. 7, n. 3, p. 1295–1305, Jul. 2016. DOI: 10.1109/TSTE.2016.2544929.

TAYLOR, J. W.; ROBERTS, M. B. Forecasting Frequency-Corrected Electricity Demand to Support Frequency Control. **IEEE Transactions on Power Systems**. Vol. 31, n. 3, p. 1925–1932, May 2016. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2444665.

TOLEDO, F. et al. **Desvendando as redes elétricas inteligentes**. Rio de Janeiro: Brasport, 2012. 293 p.

ULUSKI, B. **EPRI: Volt/VAR Control and Otimization Concepts and Issuess**. 2011. p. 58. Disponível em: <http://cialab.ee.washington.edu/nwess/2012/talks/uluski.pdf>>. Acesso em: 10 jan. 2015.

VEJDAN, S.; SANAYE-PASAND, M.; MALIK, O. P. Accurate Dynamic Phasor Estimation Based on the Signal Model Under Off-Nominal Frequency and Oscillations. **IEEE Transactions on Smart Grid**. Vol. 8, n. 2, p. 708–719, Mar. 2017. DOI: 10.1109/TSG.2015.2503742.

XIE, J. et al. On Normality Assumption in Residual Simulation for Probabilistic Load Forecasting. **IEEE Transactions on Smart Grid**. Vol. 8, n. 3, p. 1046–1053, May 2017. DOI: 10.1109/TSG.2015.2447007.

WANG, K. et al. Robust Big Data Analytics for Electricity Price Forecasting in the Smart Grid. **IEEE Transactions on Big Data**. Vol. PP, n. 99, Jul. 2017. DOI: 10.1109/TBDDATA.2017.2723563.

WANG, T.; ZOU, P.; ZHOU, H. A Novel Partitioning Algorithm for Power Grid Using Community Detection. **Advanced Materials Research**. Vol. 710, pp. 563–566, Jun. 2013.

WIRASANTI, P.; ORTJOHANN, E. 3-phase 4-wire hybrid calculation analysis method for clustering power systems philosophy. **PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven**. Eindhoven, Jul. 2015. DOI: 10.1109/PTC.2015.7232302.

ZAMANI, G. et al. Stochastic operational scheduling of distributed energy resources in a large scale virtual power plant. **IJEPES**. Vol. 82, p. 608–620, Nov. 2016. DOI: 10.1016/j.ijepes.2016.04.024.

ZHAO, B. et al. Network Partition Based Zonal Voltage Control for Distribution Networks with Distributed PV Systems. **IEEE Transactions on Smart Grid**. Vol. PP, n. 99, Jan. 2017. DOI: 10.1109/TSG.2017.2648779.

ZHENG, W. et al. Robust reactive power optimization and voltage control method for active distribution networks via dual time-scale coordination. **IET Generation, Transmission & Distribution**. Vol. 11, n. 6, p. 1461–1471, Apr. 2017. DOI: 10.1049/iet-gtd.2016.0950.

ZHOU, L.; LI, F.; TONG, X. Active Network Management Considering Wind and Load Forecasting Error. **IEEE Transactions on Smart Grid**. Vol. 8, n. 6, p. 2694–2701, Nov. 2017. DOI: 10.1109/TSG.2016.2535269.

APÊNDICE A – Recursos Distribuídos

O sistema elétrico tradicional é embasado na produção centralizada e controlável, componentes passivos, fluxo de energia unidirecional, pouca interação com os consumidores, ausência de monitoramento e baixa disponibilidade de informação. Os conceitos relativos as REI foram apresentadas no final do século passado, mas as mudanças geralmente ocorrem por forças de mercado. Neste caso se observa mudanças no comportamento dos clientes como o interesse pela sustentabilidade e possibilidade de independência através da produção de energia de fontes renováveis na forma de geração distribuída. Conceitos em voga, como REI e Internet das Coisas, (*IoT* do inglês *Internet of Things*) proporcionam desafios relacionados a ruptura de paradigma, que se acentua em empresas que atuam em regimes de monopólio, como na atividade de distribuição de energia elétrica (CASTRO, 2015; DEWHA, 2015).

Nas referências DNV GL (2014), Eid B. M. (2014), NREL (2015) e Pandi, Al-Hinai e Feliachi (2017) estão apresentados os principais tópicos relativos aos recursos distribuídos, como o potencial e as alternativas de mitigação dos impactos. Nesta tese o conceito abrange as conexões de unidades de geração distribuída, os módulos de armazenadores, a mobilidade elétrica na forma de veículos plugáveis e as microrredes.

Os DFR não permitem apenas incorporar maiores quantidades de geração renovável na rede, mas também garantir sua estabilidade e levar benefícios potenciais para operadores de rede, agentes de mercado e consumidores. As fontes distribuídas com flexibilidade podem potencialmente fornecer múltiplos serviços de rede, tais como controle de tensão ou fornecimento de energia reativa, serviços ancilares, incluindo otimização de portfólio e serviços de balanceamento, além de otimizar o autoconsumo (EID et al., 2016; BHATTARAI et al., 2017).

A geração distribuída já é um elemento presente nos sistemas de distribuição a nível mundial, já no Brasil, embora historicamente a GD não integre o planejamento das distribuidoras, por último o número de conexões é crescente e seu impacto deve ser considerado, inclusive nos procedimentos de controle e operação (MME, 2015).

Em Kagan (2013) e Maia (2013) estão apontados cenários sobre a implantação da GD no mercado brasileiro, principalmente com o propósito inicial de microgeração

na forma de prosumidor. Na revisão bibliográfica são relacionadas as principais vantagens e desvantagens normalmente atribuídas a GD.

Entre os potenciais benefícios podem ser destacados:

- a) A postergação de investimentos no sistema elétrico existente;
- b) O baixo impacto ambiental da GD;
- c) O tempo de implantação deste tipo de empreendimento;
- d) A redução do carregamento e das perdas nas redes de distribuição;
- e) Os custos de transmissão decrescentes;
- f) A possibilidade de melhoria dos níveis de tensão;
- g) O provimento de serviços ancilares (energia reativa);
- h) A melhoria da qualidade pelo aumento da confiabilidade do sistema;
- i) A diversificação da matriz energética;
- j) A modularidade da capacidade de geração;
- k) A utilização energética de resíduos;
- l) O comércio de crédito de carbono;
- m) A economia de escopo pela integração ao processo produtivo;
- n) A diminuição dos riscos de planejamento energético;
- o) O benefício econômico para pessoa física ou jurídica;
- p) O desenvolvimento regional segmentado.

Por outro lado, as desvantagens comumente apontadas para GD são:

- a) A possibilidade de alteração na configuração de rede;
- b) A ampliação da complexidade de operação do sistema elétrico;
- c) O aumento das variações dos níveis de tensão;
- d) A necessidade de monitoramento dos sistemas de distribuição;
- e) A heterogeneidade da rede e GD;
- f) A adequação regulatória dos procedimentos;
- g) Os desafios para o controle de tensão e reativos;
- h) A alteração dos níveis de curto-circuito;
- i) A adequação dos sistemas de proteção convencionais;
- j) O aumento das distorções harmônicas;
- k) A intermitência da geração (indisponibilidade do combustível);
- l) A mudança cultural na elaboração do planejamento energético;
- m) Os custos de implantação em relação ao tempo de retorno do investimento.

As divergências entre vantagens e desvantagens da GD são apontadas pelos representantes de entidades de classe envolvidas, comumente referenciadas como *stakeholders*. No Brasil o regime de compensação está regulamentado por ANEEL (2012) e os procedimentos referentes as instalações por ANEEL (2008a).

Os armazenadores distribuídos de energia são abordados em praticamente toda literatura sobre REI, normalmente são apontados como recursos promissores, mas ainda caros e complexos frente à sua capacidade de contribuição para o sistema elétrico de distribuição. O cenário brasileiro é apontado em ANEEL (2016a).

Em Kagan (2013) o armazenamento é abordado como uma tecnologia emergente que pode trazer benefícios, com base em relatórios internacionais são relacionados os principais benefícios desenvolvidos, inclusive para outros agentes além das distribuidoras de energia. Nesta obra também estão relacionadas as principais tecnologias disponíveis, bem como uma relação da capacidade de armazenamento de energia em relação a potência instalada e uma comparação esquemática das aplicações de armazenamento em relação a duração da descarga e a frequência do uso. Para uma visão ampla sobre o tema pode ser observado o conteúdo de IEA (2014).

As classificações destes elementos normalmente são relacionadas a quantidade de energia armazenada no equipamento, a taxa de transferência de energia para carga e a frequência de uso.

Numa breve revisão bibliográfica sobre microrredes se identifica que de modo geral são elementos inseridos nos conceitos de REI. As vantagens apontadas são normalmente relacionadas a qualidade do serviço e aspectos operacionais e ambientais. Como principais desvantagens são relacionados o custo elevado e a ausência de normatização na maioria dos países.

O termo mobilidade elétrica é abrangente, mas usualmente versa sobre a análise dos veículos plugáveis, ou seja, o quanto estes elementos podem impactar o sistema elétrico se vir a substituir a frota de veículos leves existente ou ser utilizados como armazenadores de energia. Assim como outros recursos distribuídos é referenciado como um componente ativo no cenário das REI.

Castro (2015) tem uma revisão bibliográfica atualizada sobre o tema, inclusive com reflexões referentes aos conceitos, obstáculos, políticas de incentivos e custos da mobilidade elétrica.

Os critérios de classificação dos veículos geralmente relacionam a fonte de energia que abastece o motor e o arranjo do sistema de tração elétrica. Assim, as principais categorias são: veículo elétrico híbrido, veículo elétricos a bateria, veículo elétrico híbrido plugável, veículo elétrico de célula a combustível, veículo solar e trólebus.

A perspectiva de aumento de veículo elétrico híbrido plugável (PHEV do inglês *Plug-in Hybrid Electric Vehicle*) podem sobrecarregar o sistema de distribuição, causar desequilíbrios nos circuitos, aumentar os componentes harmônicos na rede e interferência nas perdas e níveis de tensão. Assim, é importante a adoção de ações de gerenciamento que evite a concentração desta carga, pois pode influenciar significativamente na curva de carga e ocasionar impactos no funcionamento do sistema elétrico. Por outro lado, as soluções baseadas no veículo injetando energia na rede (V2G do inglês *Vehicle-to-Grid*) possibilitam ações de DSM.

APÊNDICE B – Fundamentos para previsões de grandezas elétricas

O comportamento das grandezas elétricas é comumente não-linear, assim, é improvável que uma determinada técnica seja sempre melhor que as demais, uma vez que, as tarefas de previsão variam de acordo com: o horizonte de tempo, o tamanho do conjunto, a frequência dos dados, as métricas de erro e outras várias dimensões que interferem na avaliação da acurácia e precisão dos valores previstos. De tal modo, a fusão do conhecimento atribuído as diferentes técnicas é apontada como uma forma de obter um resultado global com maior eficiência que métodos atuando isoladamente.

O horizonte de análise utilizado deve ser grande o suficiente para desprezar os transitórios, bem como pequeno ao ponto de possibilitar ações proativas nos intervalos de integração das medidas, de modo a minimizar a possibilidade de violação dos limites dos indicadores estabelecidos. Portanto, implica em horizonte de curtíssimo prazo, que corresponde a alguns minutos e exige adaptabilidade dos métodos de previsão, bem como robustez para reagir as mudanças abruptas.

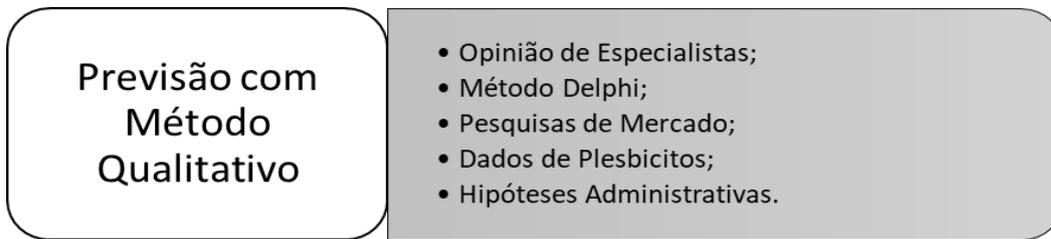
Considerando esses quesitos, este apêndice apresenta uma síntese da literatura, baseada nos trabalhos de Montgomery e Runger (2013), Hong e Dickey (2014), Ribeiro et al. (2014), Hyndman e Athanasopoulos (2015) e LI et al. (2017).

Entre as diversas subdivisões adotadas para diferenciar os métodos de previsão, cabe destacar os métodos qualitativos, os quantitativos e a combinação de ambos. O primeiro é a classificação comumente atribuída aos métodos que não são embasados na modelagem matemática clássica, principalmente pela ausência de relação entre dados disponíveis e a representação do futuro. As principais desvantagens destes métodos qualitativos são atribuídas ao alto custo de especialistas, a necessidade de previsões frequentes e o conflito entre os tomadores de decisão.

Por sua vez, os métodos quantitativos são fundamentados nos dados históricos das variáveis envolvidas, suas relações de causa e efeito são geralmente atreladas ao tempo. A maioria dos métodos busca identificar características padrões no comportamento da variável, assim alguns conceitos básicos são indispensáveis no desenvolvimento de pesquisas sobre previsão de grandezas na forma de modelos causais e modelos de séries temporais.

A Figura 1 traz uma relação de alguns métodos classificados como qualitativos.

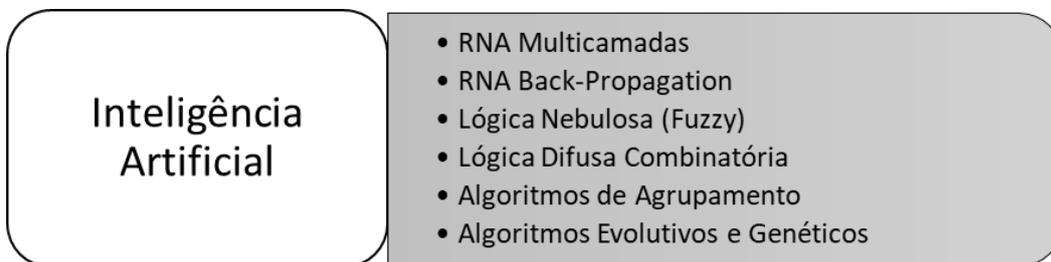
Figura 1 – Previsão com base em método qualitativo



Fonte: Elaborado pelo autor.

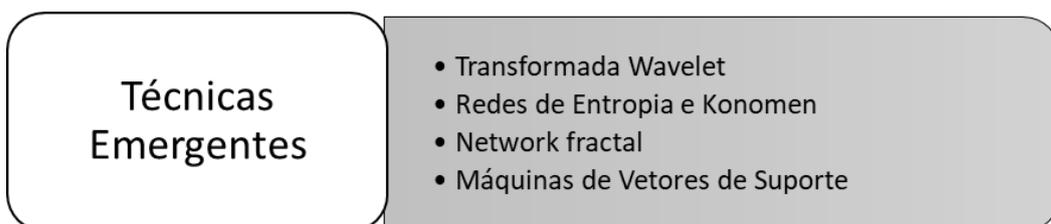
Se observa que o mais indicado para combinação é a escolha de técnicas de previsão que contemplem a maior diversidade de métodos possíveis, tais como: métodos com base em regressão, séries temporais, modelos estruturais, inteligência computacional e modelos emergentes. Estes métodos e as respectivas técnicas de previsão estão representados na Figura 2, Figura 3, Figura 4, Figura 5 a Figura 6.

Figura 2 – Previsão com base em Inteligência Computacional



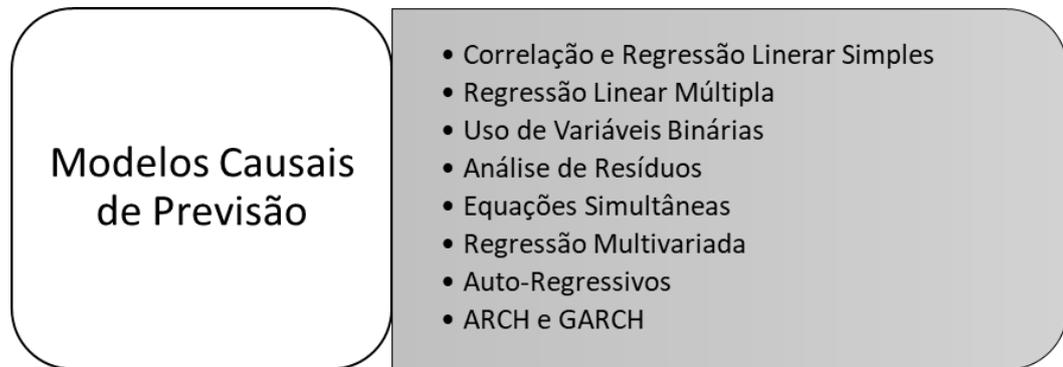
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 3 – Previsão com base em Técnicas Emergentes



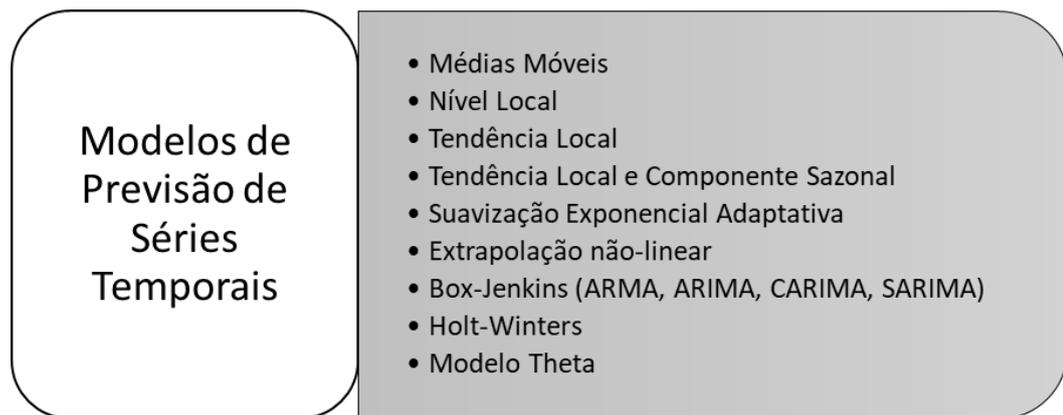
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 4 – Previsão com base em modelos causais



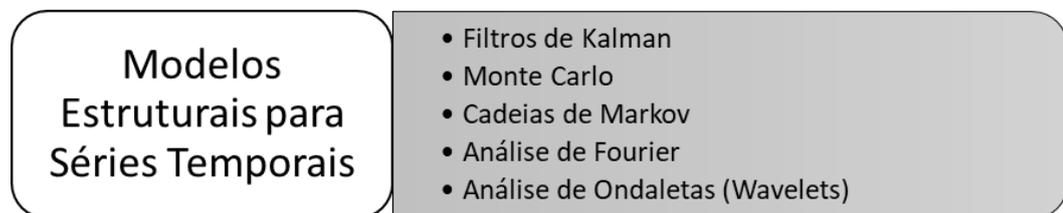
Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 5 – Modelos de previsão de séries temporais



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 6 – Previsão com base em Modelos Estruturais



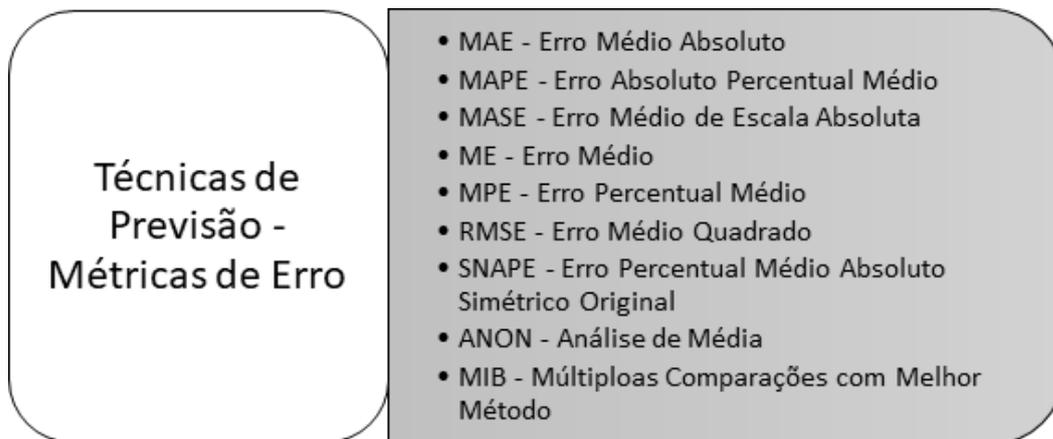
Fonte: Elaborado pelo autor.

Uma outra forma possível de classificar os métodos de previsões de séries temporais está atrelada a quantidade de variáveis de entrada, ou seja, univariados e multivariados. Os métodos univariados consideram apenas uma única série para a

realização da previsão e abrangem a maior parte dos métodos. Já os multivariados abrangem os procedimentos de previsão que associam mais de uma série temporal.

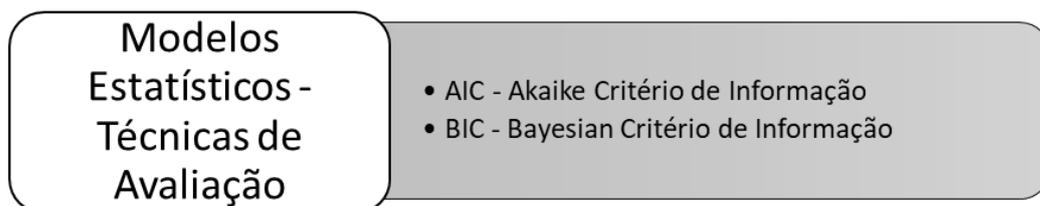
As técnicas predominantes para métricas de erro sobre valores previstos, os quais são frequentemente utilizados para avaliar o desempenho das técnicas individuais e na forma combinada, resumidas na Figura 7 e Figura 8.

Figura 7 – Métricas de Erro para avaliação de técnicas



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 8 – Técnicas de avaliação para modelos estatísticos



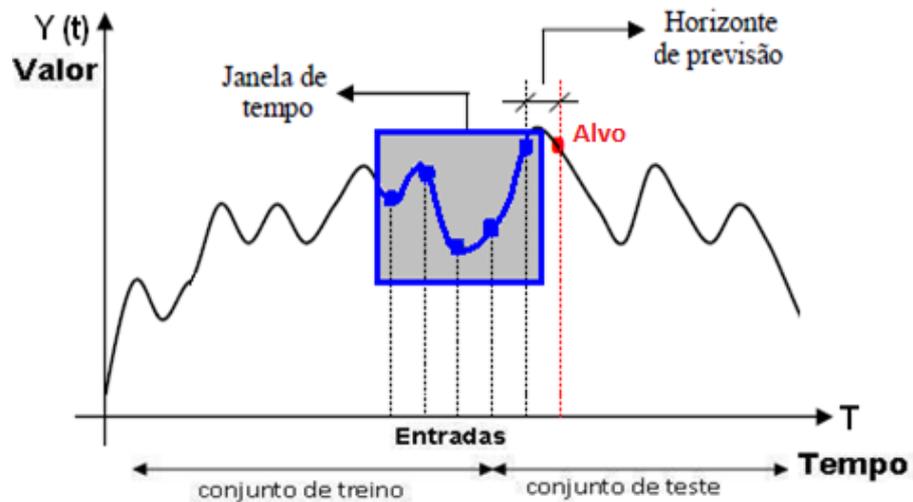
Fonte: Elaborado pelo autor.

O conhecimento sobre o futuro possibilita mudanças prévias no comportamento, desta forma, um conjunto de ações proativas podem mudar o que está por acontecer. De forma geral, se espera que os riscos da tomada de decisão sejam minimizados devido o suporte dos recursos das metodologias de previsão.

De modo geral, os registros históricos de variáveis contínuas são tratados na forma de janela de dados, como ilustrado na Figura 9, a qual precede o elemento alvo que se deseja prever no horizonte de tempo escolhido. Normalmente, os dados são

separados em dois conjuntos: o de treino destinado ao aprendizado e o de teste aplicado na medição do desempenho, já a dimensão dos conjuntos pode variar conforme a característica da aplicação.

Figura 9 – Detalhe de uma série temporal



Fonte: Elaborado pelo autor.

Diante das características de funcionamento do sistema elétrico, algumas grandezas elétricas apresentam propriedades de não-linearidade. Embora ocorra limitações, as providências referentes a previsão de grandezas elétricas são possíveis, uma vez que os principais fenômenos referentes a distribuição de energia permitem ser relacionados ao tempo.

A literatura técnica referente a previsão é extensa, de tal modo os resultados obtidos em uma pesquisa podem estar afastados do problema encontrado numa aplicação específica. A seguir são apresentados trabalhos sobre previsão de diferentes variáveis, os quais evidenciam que pesquisadores buscam alternativas, como a previsão de outras grandezas além da demanda.

Dowi e Hamza (2014) destaca a importância de monitorar os sistemas de distribuição para as ações de controle e operação modernas. Apresenta um algoritmo chamado *Dynamic State Estimation* (DSE) para estimação das magnitudes e ângulos da tensão considerando as mudanças do estado estático para os sistemas de energia dinâmicos.

Rodway et al. (2014) propõe modelo para estimar os valores de severidade de cintilação de curto e longo prazo, bem como a distorção harmônica total da tensão num horizonte de dez minutos. Também referente a tensão, Hassanzadeh, Evrenosoğlu e Mili (2016), destacam a necessidade de métodos de análise para aplicação em sistema de energia com recursos distribuídos e propõe um método de previsão de fasor de tensão nodal para o horizonte de curto prazo. Vejdani, Sanayepasand e Malik (2017) também propõe método para estimação dinâmica do fasor de tensão. Malbasa et al. (2017) apresenta alternativa para monitoramento da estabilidade da tensão em sistemas de transmissão.

Dong et al. (2014) apresenta metodologia para previsão de frequência de energia considerando as variações dessa grandeza no tempo. Taylor e Roberts (2016) evidenciam a correlação entre grandezas, para previsão de demanda corrigida pela frequência no horizonte de 10 minutos a frente.

Ozkan e Karagoz (2015) desenvolveram um modelo estatístico de previsão de energia eólica a curto prazo. Tascikaraoglu et al. (2016) exploram séries de dados de energia solar para a estimar energia produzida por uma instalação fotovoltaica a partir da previsão da radiação solar, temperatura ambiente e velocidade do vento.

Baraka e Sadegh (2016) recorrem a previsão híbrida para superar a escassez de dados para realizar a previsão de demanda, já Bello et al. (2017) têm foco na previsão dos preços da eletricidade no médio prazo e Abedinia, Amjady e Zareipour (2017) destacam a falta de identificação de uma técnica eficiente de seleção de características com a capacidade de modelar as não-linearidades e propõem uma abordagem híbrida.

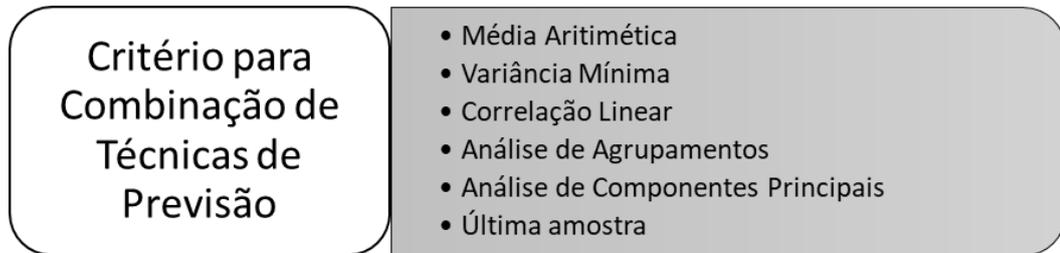
Também referente a preço de energia elétrica, Tahmasebifar et al. (2017) desenvolveram modelo híbrido para previsão no horizonte de curto prazo, destacando as oportunidades a partir da antecipação de estratégias. De forma similar se observa o trabalho de WANG, K. et al. (2017).

Tajer (2017) traz uma abordagem diferenciada para previsão de demanda no curto prazo, considerando o cenário de aumento de inserção de recursos distribuídos e dinâmica local. Em pesquisa atual referente a previsão de demanda, Kampffmeyer et al. (2017) apresenta uma visão geral para previsão no curtíssimo prazo. Xie et al. (2017) destaca o desafio de fazer previsões no cenário de recursos distribuídos.

Diferentes termos são usados para referenciar a combinação de técnicas de previsão, tais como híbrido, comitê e conjunto, combinado, sendo que nessa tese se

adota o termo seleção para esse fim (Martins, 2014). A Figura 10 traz uma relação de critérios que são normalmente adotados na combinação das diferentes técnicas.

Figura 10 – Critérios para combinação de técnicas



Fonte: Elaborado pelo autor.

Nas referências pesquisadas as combinações são comumente na forma híbrida, em que uma técnica é aplicada em complemento a outra, como exemplo o algoritmo genético e a rede neural. A fundamentação das técnicas é apresentada a seguir e a composição do PGE é detalhada no Capítulo três.

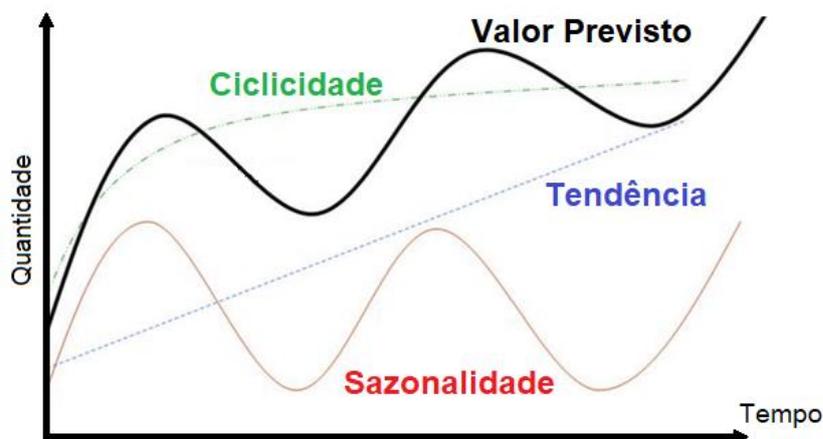
APÊNDICE C – Técnicas de previsão usadas na seleção

Outros fatores observados para escolha das técnicas de previsão são: a possibilidade de interpretação dos resultados, a simplicidade dos recursos aplicados e os custos de sua utilização. Diante destas questões, geralmente se busca métodos que forneçam previsões sensatas para a aplicação que está em análise e se adota rotinas para avaliação dos valores previstos frente aos verificados.

Diante da revisão bibliográfica, dos objetivos estabelecidos para tese e de estudos preliminares, a metodologia desenvolvida considera cinco alternativas de técnicas de previsão, de modo que contemple características distintas dos métodos de previsão univariados e multivariados, bem como, propriedades de estatística e inteligência computacional.

As técnicas disponíveis para seleção visam contemplar a maior variedade possível de propriedades, como dados qualitativos e quantitativos. Cada uma das grandezas elétricas: corrente, tensão, potência ativa e potência reativa, têm um comportamento específico, como a não-linearidade. Neste contexto, as técnicas devem captar a diversidade de características dessas variáveis, como tendência, sazonalidade, linearidade, ciclicidade e não linearidade, que estão ilustradas na Figura 11.

Figura 11 – Diversidade de características das variáveis



Fonte: Elaborado pelo autor.

Entre as cinco técnicas de previsão, as consideradas clássicas são a Média Móvel Ponderada (MMP), do termo em inglês *Weighted Moving Average* (WMA) e o Modelo Sazonal Aditivo de Holt-Winters (HWA), que representam os métodos de previsão univariados. Por sua vez, a Regressão Linear Múltipla (RLM) é utilizada como representante do método multivariado. As ferramentas para aplicação prática dessas técnicas são relativamente simples e as simulações podem ser realizadas através de planilhas eletrônica, como as desenvolvidas através do Microsoft Excel® e programas livres como o Software R (R CORE TEAM, 2015; CRAN, 2015).

Redes *Neuro-Fuzzy* (RNF) e Redes Neurais Artificiais (RNA) representam os métodos baseados em inteligência computacional. Nesta tese a RNF e RNA são exploradas na forma multivariada, já que usam mais de uma variável de entrada e as aplicações foram realizadas através de recursos do *Matlab*® e do *Simulink*® (*MathWorks*, 2016).

A fundamentação destas cinco técnicas de previsão é ampliada nas subseções a seguir.

- **Média Móvel Ponderada**

Esta subseção tem o propósito de abordar de forma sintetizada os princípios básicos MMP, com base em Montgomery e Runger (2013), Hong e Dickey (2014), Hyndman e Athanasopoulos (2015). Para o entendimento dessa técnica é possível fazer analogia a média simples, que é uma média aritmética de um conjunto de valores, ou seja, são somados todos os valores e divididos pela quantidade de termos adicionados. Este método é aplicável onde as componentes de sazonalidade e tendência são inexistentes, ou ainda, podem ser desprezadas.

Na média ponderada o cálculo é realizado através da soma de todos os valores multiplicados pelos seus pesos e divididos pela soma dos pesos. Uma variação possível são as médias móveis, as quais atuam como um filtro, já que possibilitam eliminar oscilações acentuadas dos dados, sinalizando o movimento da componente principal. O número de períodos é usualmente utilizado para filtrar os dados, sinalizar oscilações e identificar tendências em relação ao horizonte de prazo.

Além da forma tradicional de cálculos de médias são possíveis variações de cálculo que permitem ponderar valores de forma diferente a partir da combinação de critérios, como no caso de médias móveis: simples, dupla, exponencial, recorrente, triangular, ponderada, olímpica e as respectivas variações.

Dentre as opções, a MMP é uma alternativa importante para utilizar o cálculo de média ponderada combinado com a média móvel. A MMP pode ser definida como a média que multiplica fatores para fornecer pesos distintos para diferentes dados, de modo que as observações mais recentes carregam pesos maiores na média. Desta forma, mesmo com a utilização de fator de peso, é possível a interpretação do resultado obtido, bem como ajustar o horizonte a ser considerado no cálculo.

A MMP resulta da relação de adição e multiplicação, assim, o desenvolvimento prático pode ser realizado por equacionamento em planilhas eletrônicas através da combinação das funções SOMA, PRODUTO e DIVISÃO, já que as fórmulas pré-definidas disponíveis em ferramentas como o Excel comumente não são práticas para o ajuste de pesos pelo especialista.

Nesta proposta está considerada uma janela móvel de 5 amostras, para qual é atribuída um peso equivalente a sequência da amostra. O equacionamento consiste na multiplicação do peso pelo respectivo valor da amostra, dividido pelo somatório do conjunto de pesos. Assim, o somatório dos pesos é:

$$\text{Peso} = \sum \text{peso}_1 + \dots + \text{peso}_n \quad (1)$$

A equação geral atribuída a MMP:

$$MMP = \frac{\sum(\text{peso}_1 * \text{Valor}_1) + \dots + (\text{peso}_n * \text{Valor}_n)}{\sum \text{peso}_1 + \dots + \text{peso}_n} \quad (2)$$

- **Modelo de Holt-Winters**

Esta subseção traz os fundamentos do modelo de *Holt-Winters*, o qual pode ser explicado como uma evolução de outros métodos básicos de previsão, sendo que é aplicável em séries temporais que apresentem componentes de tendência e sazonalidade. O equacionamento apresentado foi compilado de Montgomery e Runger (2013), Hong e Dickey (2014), Hyndman e Athanasopoulos (2015).

Esse modelo tem vantagens como o entendimento da aplicação e flexibilidade pela variação da constante de suavização. Já uma desvantagem é a dificuldade em determinar o valor mais apropriado da(s) constante(s) de suavização. O modelo de *Holt-Winters* pode ser de dois modos: série sazonal multiplicativa ou série sazonal aditiva. No primeiro caso a amplitude da variação sazonal aumenta ou diminui como

função do tempo, assim, esse modelo se ajusta a séries com tendência e sazonalidade. Já no modelo aditivo a amplitude da variação sazonal se mantém relativamente constante no tempo, o que melhor se adapta a séries em que a sazonalidade pode ser adicionada ou subtraída de uma previsão que dependa mais do nível de tendência.

A série multiplicativa baseia-se em 3 equações, cada uma amortece um dos parâmetros associados com uma das 3 componentes da série: estacionaridade, linearidade e sazonalidade. As características desse método se assemelham ao modelo Holt básico, mas possui uma constante de amortecimento que totaliza 3 constantes α , β , γ , pertencente ao intervalo (0,1), assim trata também da sazonalidade.

No Modelo Sazonal Multiplicativo de *Holt-Winters* (HWM) são utilizadas expressões para obter as componentes consideradas:

$$L_t = \alpha \frac{x_t}{S_{t-s}} + (1-\alpha)(L_{t-1} + T_{t-1}) \quad (3)$$

$$T_t = \beta(L_t - L_{t-1}) + (1-\beta)T_{t-1} \quad (4)$$

$$S_t = \gamma \frac{x_t}{L_t} + (1-\gamma)S_{t-s} \quad (5)$$

$$y_{t+k} = (L_t + nT_t)S_{t-s+\text{mod}(n-1,s)+1} \quad (6)$$

Onde:

L_t é a componente de nível.

T_t é a componente de tendência.

S_t é a componente de sazonalidade.

s é o período sazonal.

h é o horizonte de previsão.

k é a sequência no horizonte (1, 2, ..., h).

$\text{mod}(n,m)$ é o resto da divisão de n por m .

y_{t+k} é o valor previsto

α é a constante de suavização referente a nível ($0 < \alpha < 1$).

β é a constante de suavização referente a tendência ($0 < \beta < 1$).

γ é a constante de suavização referente a sazonalidade ($0 < \gamma < 1$).

De forma similar ao HWM, no Modelo Sazonal Aditivo de *Holt-Winters* (HWA), também são utilizadas três equações para as componentes, porém nesse os índices de sazonalidade são adicionados ou subtraídos ao invés de multiplicar e dividir. Os critérios adotados para inicialização das componentes no HWA também podem ser os mesmos definidos para o HWM.

$$L_t = \alpha (x_t - S_t) + (1 - \alpha)(L_{t-1} + T_{t-1}) \quad (7)$$

$$T_t = \beta(L_t - L_{t-1}) + (1 - \beta)T_{t-1} \quad (8)$$

$$S_t = \gamma(x_t - L_t) + (1 - \gamma)S_{t-s} \quad (9)$$

$$x_{t+k} = L_t + kT_t + S_{t-s+k} \quad (10)$$

No desenvolvimento prático aplicando os modelos *Holt-Winters* é possível utilizar ferramentas computacionais que possuem funcionalidades para o cálculo das componentes a partir do conjunto de amostras da série de dados. Bibliotecas do pacote *Software R* e a função *Solver* das planilhas eletrônicas do Excel são alternativas para a realização de simulações de previsões.

O modelo *Holt-Winters* é classificado como uma técnica de previsão univariada, já que considera as informações apenas da série de dados da própria variável a ser prevista. Nas ferramentas desenvolvidas para simulações foi adotada uma planilha para cada grandeza e o HWA participa da seleção à medida que apresenta desempenho melhor que o HWM para o tipo de aplicação proposto nessa tese.

- **Regressão Linear Múltipla**

Entre os diversos modelos estatísticos referentes a séries temporais, está a regressão linear. Esse princípio da análise de regressão está fundamentado na identificação do relacionamento entre uma variável explicada chamada dependente e outras variáveis explicativas usualmente denominadas independentes. Esta relação é representada através de um modelo matemático, que quando considera uma variável dependente e uma variável independente é denominado modelo de Regressão Linear Simples. Já quando há um conjunto de variáveis independente se denomina modelo de Regressão Linear Múltipla (RLM).

Essa fundamentação está relacionada ao contido em Montgomery e Runger (2013), Hong e Dickey (2014), Hyndman e Athanasopoulos (2015).

Para o entendimento dos modelos de regressão é necessária a compreensão dos fundamentos de análise de correlação, que consiste na atribuição de inferências estatísticas das medições de associação linear, ou seja, o grau de relacionamento entre variáveis. Uma alternativa para avaliar se existe regressão linear entre variáveis é a plotagem dos valores de um conjunto de amostras de modo a se obter um diagrama de dispersão.

As distâncias dos pontos em relação à reta indicam a intensidade da correlação entre as variáveis, o que pode auxiliar na tomada de decisão sobre a aplicabilidade do modelo de regressão linear.

O diagrama de dispersão é obtido pela comparação entre as variáveis a partir da Equação 11 aplicada para um conjunto de amostras. A Figura 12 ilustra o gráfico de espalhamento ou diagrama de dispersão de duas variáveis relacionadas.

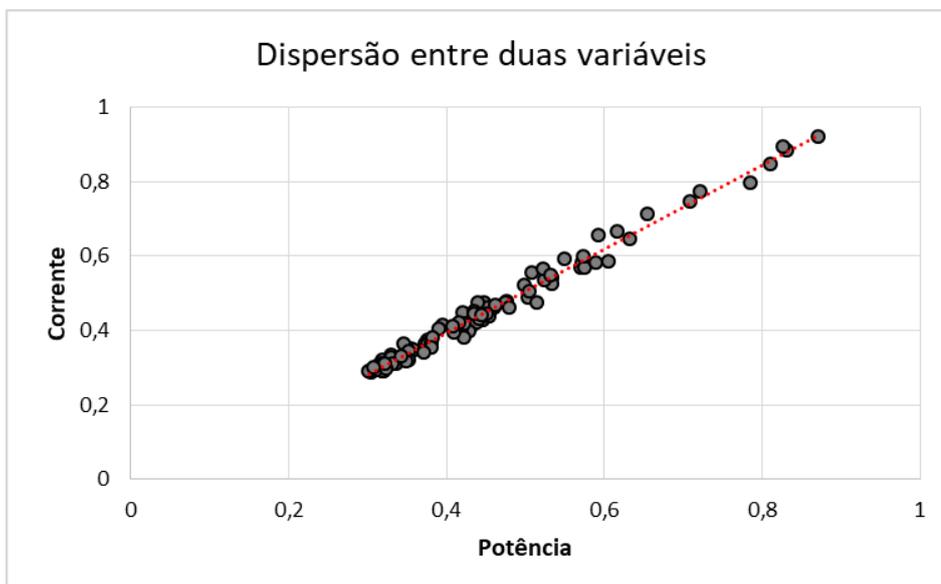
$$(x_1, y_1), (x_2, y_2), \dots, (x_i, y_i), \dots, (x_n, y_n) \quad (11)$$

Onde:

x é o valor da variável dependente (explicada).

y é o valor da variável independente (explicativa).

Figura 12 – Diagrama de dispersão para análise de correlação



Fonte: Elaborado pelo autor.

Regressão é baseada em coeficientes de inclinação e interceptação, conforme expressão básica para modelar matematicamente a Regressão Linear Simples e sua aplicação num conjunto de observações.

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X + \varepsilon \quad (12)$$

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 x_i + E_i \quad (13)$$

Onde:

Y é a variável dependente (função linear de X).

X é a variável independente (regressor/previsor).

β_0 é um parâmetro estimador relacionado a interceptação.

β_1 é um parâmetro estimador relacionado a inclinação (declive de Y para uma unidade de X).

ε , E_i é a variável aleatória residual (erro devido a limitação de explicar linearmente o comportamento de Y pela variável X).

$i = 1, 2, \dots, n$

Na definição dos parâmetros estimadores geralmente é utilizado o Método dos Mínimos Quadrados para reduzir os desvios entre valores estimados e reais. Na RLM são adaptados os termos das expressões da Regressão Linear Simples, de modo que considere matematicamente as demais variáveis independentes.

$$Y_n = \beta_0 + \beta_1 x_{1n} + \dots + \beta_k x_{kn} + E_n \quad (14)$$

Onde:

Y é a variável dependente.

β_0 corresponde a um coeficiente técnico fixo, a um valor de base a partir do qual começa Y .

β_n corresponde aos coeficientes técnicos atrelados às variáveis independentes.

X_{kn} são as variáveis independentes.

No desenvolvimento prático aplicando os recursos da RLM é possível utilizar ferramentas computacionais que possuem funcionalidades para o cálculo dos parâmetros estimadores a partir do conjunto de amostras da série de dados.

Bibliotecas do pacote *Software R* e a função *Regressão da Ferramenta de Análise de Dados* das planilhas eletrônicas do Excel são alternativas para a realização de simulações de previsões.

Para o entendimento da viabilidade da aplicação da RLM é importante a interpretação dos principais elementos da estatística básica de regressão. Para avaliação da correlação é adotado coeficiente r , o qual mede a intensidade da relação entre ou dentre as variáveis e é calculado a partir de uma expressão que relaciona a quantidade de amostras necessários para fazer o ajuste da linha de regressão.

$$r = \frac{n \sum XY - \sum X \sum Y}{\sqrt{(n \sum X^2 - (\sum X)^2)(n \sum Y^2 - (\sum Y)^2)}} \quad (15)$$

Onde:

Y é a variável dependente.

X é a variável independente.

n é o número de amostras (observações)

Além de r , o coeficiente de determinação r^2 apresenta a medida da proporção da variação total que é explicada pelo modelo de regressão. O r^2 indica a proporção do poder de explicação do modelo.

$$r^2 = \frac{SSR}{SST} = \frac{SST - SSE}{SST} \quad (16)$$

$$r^2 = \frac{\sum(\hat{Y}_i - \bar{y})^2}{\sum(\bar{Y}_i - \bar{y})^2} = \frac{(n \sum XY - \sum X \sum Y)^2}{[n \sum X^2 - (\sum X)^2][n \sum Y^2]} \quad (17)$$

Onde:

SST é o somatório dos quadrados totais (variação total).

SSE é o somatório dos quadrados dos resíduos (variação não explicada).

SSR é o somatório dos quadrados da regressão (variação explicada).

O erro padrão está normalmente relacionado ao desvio padrão dos valores previstos da variável dependente ao redor da linha de regressão estimada. Os resultados estimados para este conjunto de parâmetros são utilizados como fatores fixos para realizar previsões a partir de outros valores das variáveis de entrada.

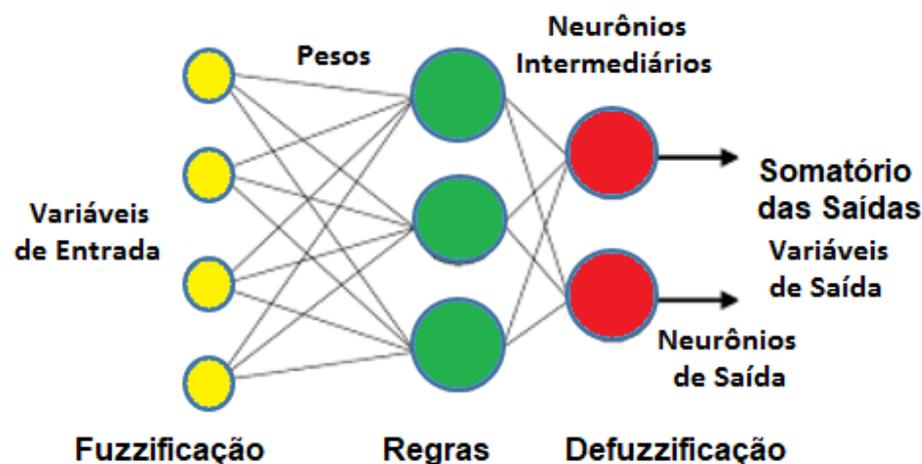
- **Redes Neurais Artificiais**

A possibilidade de implementar em programa computacional as versões simplificadas de neurônios biológicos deu origem a uma subespecialidade da inteligência computacional, conhecida como Redes Neurais Artificiais (RNAs). Assim como o cérebro humano a RNA é capaz de aprender, organizar dados, reconhecer padrões, tolerar falhas e tomar decisões com base no aprendizado, extraindo informações não apresentadas de forma explícita. As principais referências consideradas são Lopes, Oliveira e Pinheiro (2014), Bianchi et al. (2017), Kampffmeyer et al. (2017).

A arquitetura da rede neural é organizada em camadas, denominadas: entrada, intermediárias ou escondidas e saída. A quantidade de neurônios da rede deve ser definida previamente, devendo estes ser conhecidos nas camadas de entrada e de saída. As camadas escondidas são definidas em função de seu treinamento, podendo ser acrescentados neurônios e refeito treinamento até que se consiga uma configuração satisfatória.

A Figura 13 mostra uma arquitetura genérica de RNA, que abrange também a Rede Neurofuzzy.

Figura 13 – Arquitetura genérica de uma rede de inteligência computacional



Fonte: Elaborado pelo autor.

A capacidade das RNAs de aprender com seu ambiente e com isso melhorar seu desempenho é denominado treinamento, onde é gerada uma determinada saída

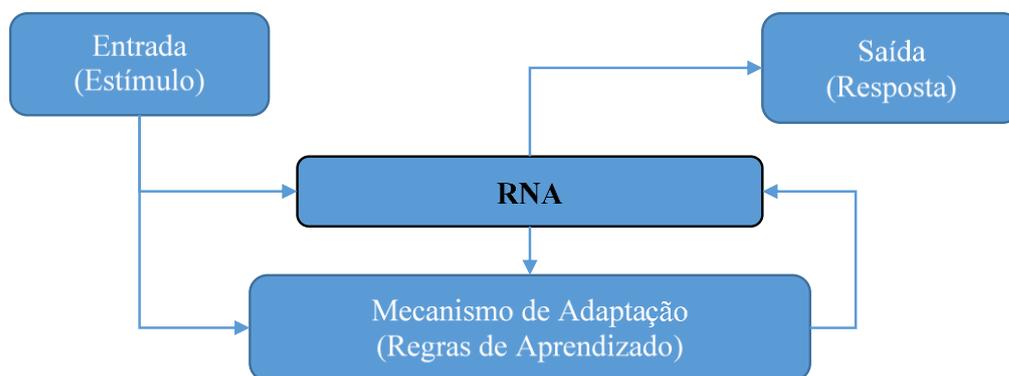
em resposta a uma dada entrada. As duas principais formas de treinamento são: não supervisionado e supervisionado.

No treinamento não supervisionado a rede encontra estatisticamente, padrões relevantes aos dados de entrada. Neste treinamento, não há a associação entre os dados de entrada com os valores desejados de saída, dessa forma, o sistema deve desenvolver sua própria representação em relação aos estímulos da rede. Este processo extrai propriedades do conjunto de treinamento e agrupa os valores similares em um mesmo conjunto (agrupamento).

O treinamento supervisionado consiste em um método de aprendizagem em que as combinações dos padrões de entrada e saída são supervisionadas na fase de aprendizado, ou seja, a rede aprende por meio de exemplos.

Um exemplo de aprendizado não supervisionado é mostrado na Figura 14.

Figura 14 – RNA com aprendizado não supervisionado



Fonte: Elaborado pelo autor.

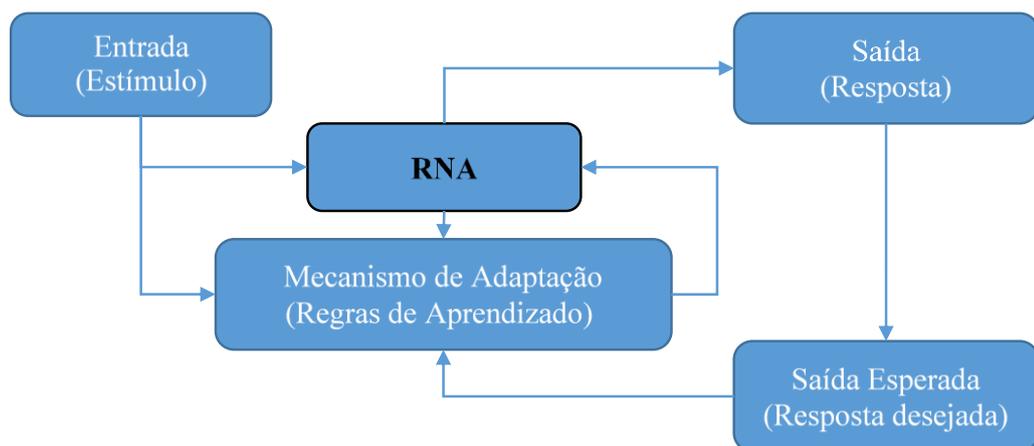
Em redes supervisionadas mostra-se como fazer previsões, categorizações, ou decisões, através de um grande número de classificações corretas das quais ela pode aprender. Na fase de aprendizado, os dados de entrada da rede são associados aos seus respectivos valores desejados na saída. Havendo divergência entre a saída produzida pela rede e a saída almejada, os valores dos pesos devem ser ajustados até que os erros entre os padrões de saída gerados pela rede tenham um valor desejado.

Em algumas arquiteturas de redes neurais artificiais os neurônios são agrupados em uma ou mais camadas, sendo que os neurônios de uma dada camada

normalmente apresentam a mesma função de ativação e o mesmo padrão de interconexões. As RNAs diretas são aquelas cujo gráfico não tem ciclo, cada neurônio recebe sinais de camadas anteriores, estas redes são denominadas *Feedforward* e permitem que a informação flua entre os neurônios em apenas uma direção. As redes diretas mais simples consistem em uma camada de entrada e uma camada de saída. Geralmente os neurônios de entrada simplesmente propagam o sinal de entrada para a próxima camada. As redes *Feedforward* de uma única camada se mostram limitadas no que podem aprender, deixando de ser um campo atraente para realização de pesquisas.

Na Figura 15 está representado um exemplo de aprendizado supervisionado.

Figura 15 – RNA com aprendizado supervisionado



Fonte: Elaborado pelo autor.

Redes neurais recorrentes (com realimentação) são redes que possuem atrasadores no tempo e feedback, cujo grafo de conectividade contém pelo menos um ciclo, ou seja, contém conexões das saídas de uma determinada camada para entrada da mesma camada ou de camadas anteriores, partindo e chegando a um mesmo neurônio. A utilização de redes neurais artificiais recorrentes é frequente nas previsões de demanda, pois suas qualidades as tornam capazes de identificar e assimilar características como sazonalidade, periodicidades e tendências.

O modelo Neural *NARX* é um exemplo de rede neural recorrente, aplicado de forma bem sucedida a um grande número de problemas de identificação de sistemas. Quando aplicada para previsão de séries temporais, a rede *NARX* é projetada

geralmente como um modelo autorregressivo não linear. Este modelo com entrada externa (*NARX*) é muito utilizado em sistemas lineares para a representação de séries temporais estacionárias.

A *NARX* permite o uso de mais de uma camada intermediária, abrange uma classe importante de sistemas não lineares de tempo discreto, possui laços de realimentação e também atrasos no tempo.

- **Rede Neurofuzzy**

Nesta subseção, os fundamentos básicos dos sistemas *fuzzy* são combinados com os recursos das RNA, com o objetivo de fundamentar a criação de regras através de sistemas adaptativos, neste caso, as Redes *Neurofuzzy*. Nesta aplicação os parâmetros são implantados através do emprego do sistema adaptativo *fuzzy*, o ANFIS, entre outros recursos disponíveis no *Matlab*[®]. Entre as várias literaturas que exploram esta técnica, referencia-se obras com fundamentação matemática e abordagem prática, Jang (1993), *MathWorks* (2017), Draidi e Labeled (2015) e Kampffmeyer et al. (2017).

Dadas as características diferenciadas das Redes *Neurofuzzy*, esta tecnologia se destaca entre as técnicas de inteligência computacional, pois agrega os benefícios das redes neurais aos recursos da Lógica *Fuzzy*. Portanto, os modelos *Neurofuzzy* são representações dos sistemas *fuzzy* na forma de redes passíveis de treinamento equivalente ao aplicado nas RNA. Desta forma, tem a capacidade de gerar regras (SE, ENTÃO) a partir de algoritmos de aprendizado geralmente embasado em informações numéricas históricas. Para tanto, explora a habilidade adaptativa das redes neurais.

Entre as características mais importantes da Lógica *Fuzzy* e do Sistema *Neurofuzzy* está a aptidão de relacionar dados quantitativos e qualitativos, com destaque para as aplicações com sistemas não-lineares de comportamento variável no tempo. Dada a habilidade de aprender e adaptar-se ao mundo real, estes sistemas são ideais para aplicações práticas como a identificação de sistema, predição, classificação e controle.

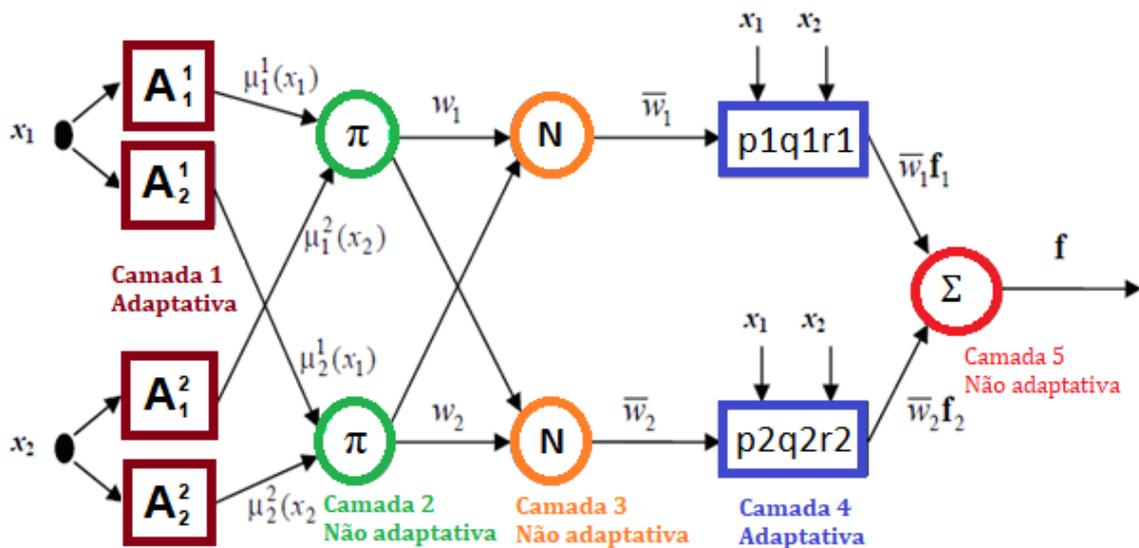
Neste trabalho foram explorados os recursos do ANFIS, o qual utiliza modelos de inferência do tipo *Sugeno* e realiza treinamento por conjugação de técnicas de gradiente e mínimos quadrados. Neste caso, a arquitetura é composta de 5 camadas, cujos nós das camadas 1 e 4 são adaptativos. Assim sendo, cada camada realiza um processo específico na inferência da saída do sistema, onde os nós situados na mesma camada desempenham tarefas similares.

Na Figura 13 está representado o diagrama tradicional adaptado de Jang (1993), cuja configuração destaca as funcionalidades de cada camada com base nas regras:

Regra 1: SE x_1 é A^1_1 e x_2 é A^1_2 ENTÃO $f_1 = p_1 x_1 + q_1 x_2 + r_1$

Regra 2: SE x_1 é A^2_1 e x_2 é A^2_2 ENTÃO $f_2 = p_2 x_1 + q_2 x_2 + r_2$

Figura 16 – Diagrama da configuração de um modelo ANFIS



Fonte: Adaptado de Jang (1993).

APÊNDICE D – Ferramentas para simulação da metodologia de previsão

Embora se encontre uma diversidade de plataformas de simulação para aplicações em previsão e cálculos de fluxo de potência, ainda são restritas as ferramentas que possibilitem tecnologias diferenciadas para sistemas de energia diferentes dos tradicionais. Alguns recursos disponíveis são complexos, o que inviabiliza o uso em situações de pesquisa para cenários desconhecidos. Diante da dificuldade de encontrar plataformas de simulação aplicáveis nos estudos desta tese, nesta etapa as simulações ainda são realizadas a partir de plataformas distintas, inclusive planilhas eletrônicas (EPRI, 2013, 2015; CRAN, 2015).

Os dados utilizados nas simulações são oriundos do OpenDSS e do SCADA, IEEE 123 Adaptado e Alimentador, respectivamente. No OpenDSS são definidos os estados de operação dos elementos de rede, os quais são alterados à medida que são criados cenários para simulação. Essa plataforma foi utilizada para gerar dados referentes ao IEEE 123 Adaptado.

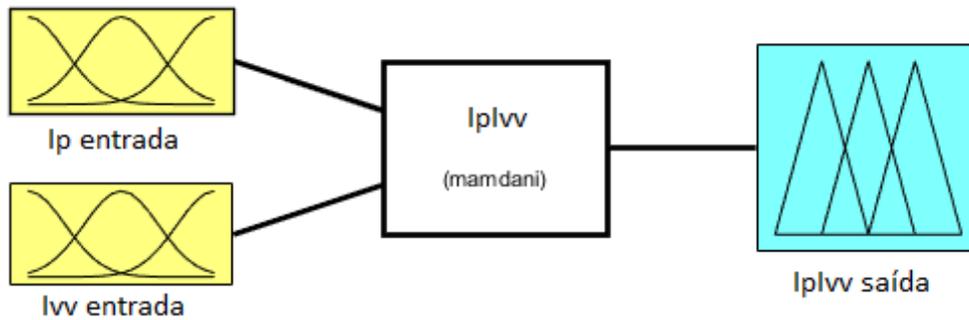
• Plataformas para simulações de ordenamento de BFR

Essas informações do IEEE 123 Adaptado foram utilizadas para realizar a configuração de BFR através de recursos do Matlab® e do Simulink® (MathWorks, 2016). As premissas do Configurador de BFR foram implementadas através da Lógica Fuzzy na biblioteca ANFIS, cujo procedimento necessita intervenção do usuário atuando como especialista para atribuir os parâmetros de inferência e criar as regras pertinentes. Esse procedimento é repetido para todas as combinações a serem simuladas.

Os valores referentes aos índices técnicos são ponderados através da Lógica Fuzzy. Para tanto, são definidas regras, como as relacionadas a seguir para o digrama ilustrado na Figura 17.

1. Se I_p é baixo e I_{vd} é baixo então I_{pvd} é baixo;
2. Se I_p é médio e I_{vd} é médio então I_{pvd} é médio;
3. Se I_p é alto e I_{vd} é alto então I_{pvd} é alto;
4. Se I_p é baixo e I_{vd} é médio então I_{pvd} é médio;
5. Se I_p é médio e I_{vd} é baixo então I_{pvd} é médio;
6. Se I_p é baixo e I_{vd} é alto então I_{pvd} é médio;
7. Se I_p é alto e I_{vd} é baixo então I_{pvd} é médio;
8. Se I_p é médio e I_{vd} é alto então I_{pvd} é alto;
9. Se I_p é alto e I_{vd} é médio então I_{pvd} é médio.

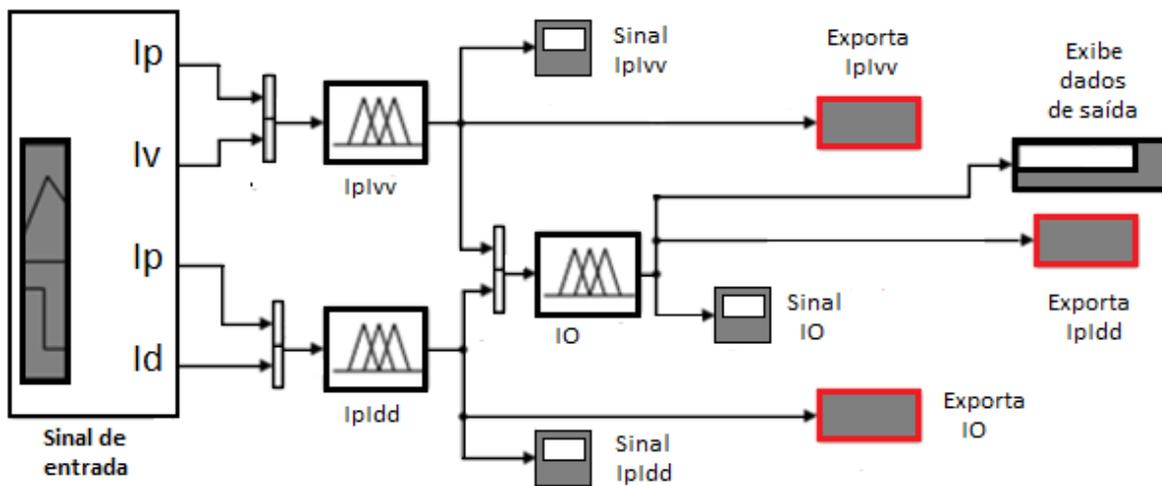
Figura 17 – Detalhe de Ip e Ivv no ANFIS



Fonte: Elaborado pelo autor.

Uma vez criados os blocos fuzzy a simulação é realizada a partir da plataforma Simulink®, que permite importar os dados de entrada e exportar os valores de saída. O diagrama utilizado na plataforma está ilustrado na Figura 18.

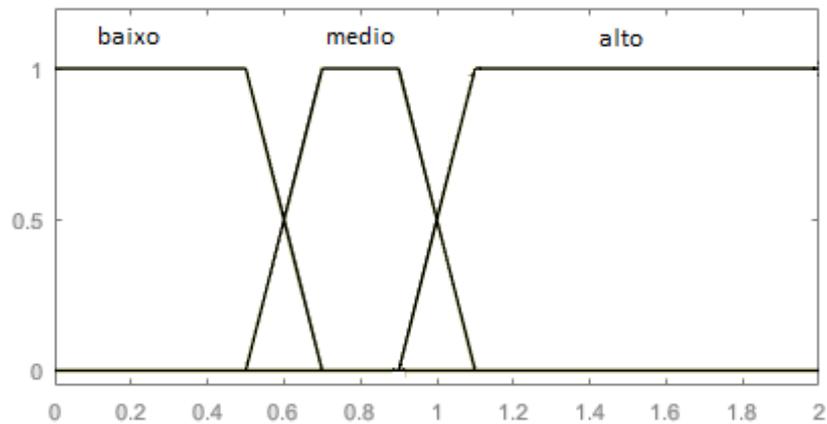
Figura 18 – Cadeia de blocos fuzzy no Simulink.



Fonte: Elaborado pelo autor.

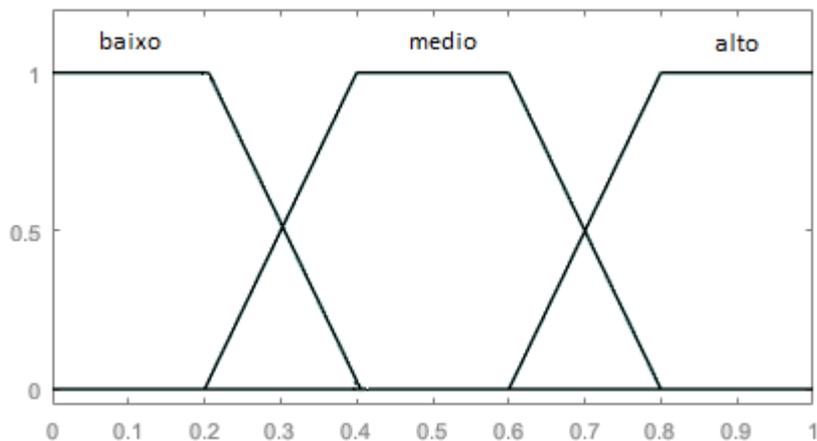
A Figura 19 representa os parâmetros definidos para etapa de fuzzificação dos índices técnicos a através das funções de pertinência. Neste caso, os dados quantitativos são classificados na forma qualitativa como baixo, médio e alto. A Figura 20, por sua vez, traz os parâmetros de saída.

Figura 19 – Fuzzificação de I_p , I_{vv} e I_{DD} no ANFIS



Fonte: Elaborado pelo autor.

Figura 20 – Saída fuzzy de I_p e I_{vv} no ANFIS



Fonte: Elaborado pelo autor.

O TOPSIS está fundamentado em Hwang e Yoon (1981), Lima Junior e Carpinetti (2015) e Dammak, Baccour e Alimi (2015), as simulações foram realizadas através de planilha eletrônica. Os parâmetros de referência são obtidos através da comparação dos índices I_p , I_{vv} e I_{DD} , cujo ordenamento é obtido através das equações detalhadas a seguir.

$$r_{ij} = \frac{f_{ij}}{\sqrt{\sum_{j=1}^m f_{ij}^2}}, \text{ para } j = 1, \dots, m, \quad i = 1, \dots, n \quad (18)$$

$$\sum_{i=1}^n w_i = 1 \quad (19)$$

$$v_{ij} = w_{ij}r_{ij}, \text{ para } j = 1, \dots, m, \quad i = 1, \dots, n \quad (20)$$

$$A^+ = v_1^+, \dots, v_n^+ = (\max_j v_{ij} | i \in I', \min_j v_{ij} | i \in I'') \quad (21)$$

$$A^- = v_1^-, \dots, v_n^- = (\min_j v_{ij} | i \in I', \max_j v_{ij} | i \in I'') \quad (22)$$

$$D_j^+ = \sqrt{\sum_{i=1}^n (v_{ij} - v_i^+)^2}, \text{ para } j = 1, \dots, m. \quad (23)$$

$$D_j^- = \sqrt{\sum_{i=1}^n (v_{ij} - v_i^-)^2}, \text{ para } j = 1, \dots, m. \quad (24)$$

$$C_j^* = \frac{D_j^-}{D_j^+ + D_j^-} \quad (25)$$

Onde:

f_{ij} : matriz de decisão da alternativa j sob o critério de avaliação i .

w_i : pesos dos critérios.

A^+ A^- : solução ideal positiva e negativa.

I' : associado aos critérios de benefício (maximização).

I'' : associado ao critério de custo (minimização).

D^+ D^- : distâncias para solução ideal positiva e negativa.

C_j^* : proximidade relativa à solução ideal.

• Ferramentas para previsão de grandezas elétricas

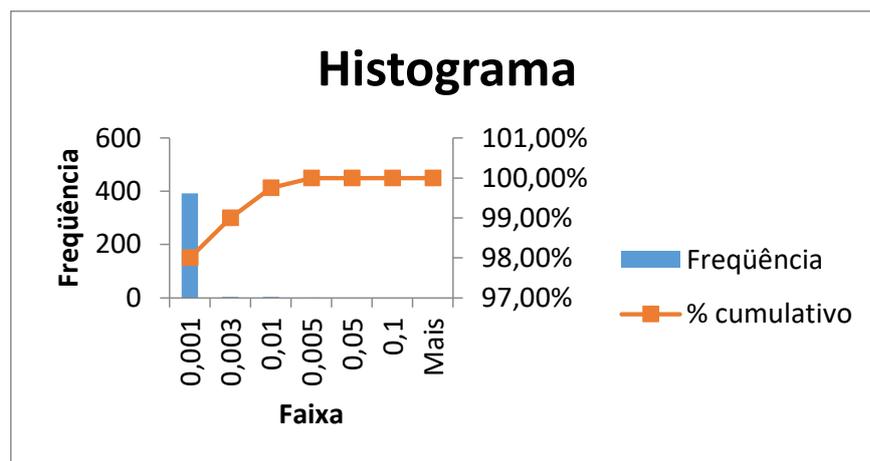
As principais etapas realizadas para o tratamento dos dados usados para realização das simulações de previsão são: a) a normalização do valor das grandezas numa faixa de 0 a 1, b) o filtro de tempo a ser considerado no horizonte de previsão e, d) a divisão do conteúdo em dois conjuntos: treino e teste. Essa subdivisão adotada tem uma proporção de aproximadamente 60% e 40%, respectivamente.

Os dados para simulações estão organizados em etapas relacionadas as diferentes combinações de horizonte de previsão e quantidade de amostras por conjunto. Basicamente foram constituídas planilhas para cada um dos conjuntos de dados relativos a treinamento e teste, os quais são utilizados pelas ferramentas específicas de cada técnica de previsão.

Considerando as quatro grandezas elétricas, as cinco técnicas distintas, ao todo são necessários aproximadamente 40 conjuntos, já que cada plataforma de simulação possui peculiaridades no formato das variáveis de entrada e saída, que exige tratamento dos dados. Além dessas, foi desenvolvida ferramenta em planilha com funcionalidades de avaliação dos valores reais em relação aos valores previstos, abrangendo os cenários e critérios estabelecidos na metodologia.

Nesta ferramenta, são comparados os desempenhos de cada uma das cinco técnicas, por conseguinte, com base no índice de desempenho é definida qual técnica é adotada para cada amostra a partir dos critérios estabelecidos na metodologia. Os resultados obtidos para cada amostra são compactados para avaliação da performance da metodologia para o respectivo conjunto de dados em análise. A Figura 21 ilustra um histograma para análise do desempenho das técnicas.

Figura 21 – Histograma para análise da previsão de tensão.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Diferentemente das técnicas MMP, HWA e RLM, cujo algoritmo é implementado a partir de planilhas eletrônicas, para RNF e RNA são utilizadas plataformas de simulação, neste caso, as bibliotecas disponíveis no Matlab. Na RNF,

os parâmetros são aplicados através da biblioteca *Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System* (ANFIS), já a RNA foi executada através da biblioteca de modelagem *Neural Network Tool* (NNTOOL) parametrizada para NARX conforme referências MATHWORKS (2016, 2017).

Para o caso do ANFIS, o primeiro passo é execução do comando de linha “*anfisedit*” na tela principal da plataforma para em seguida explorar os recursos disponíveis.

Após essa etapa de criação e treinamento dos blocos no ANFIS são realizadas simulações no Simulink para processar os dados de entrada e extrair os valores previstos.

De modo similar ao uso de biblioteca para RNF, para RNA são explorados os recursos disponíveis na biblioteca NNTOOL. Essa plataforma possibilita importar dados, criar as redes, executar o treinamento, simular a aplicação e analisar resultados.