

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

Émerson Rafael da Silva

**AVALIAÇÃO DO CARREGAMENTO E DO COMPORTAMENTO
TÉRMICO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS
DA APLICAÇÃO DO MÉTODO DE ESTIMAÇÃO DE ESTADOS**

Santa Maria, RS
2019

Émerson Rafael da Silva

**AVALIAÇÃO DO CARREGAMENTO E DO COMPORTAMENTO TÉRMICO DE
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DA APLICAÇÃO DO
MÉTODO DE ESTIMAÇÃO DE ESTADOS**

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon
Coorientador: Prof. Dr. Tiago Bandeira Marchesan

Santa Maria, RS
2019

da Silva, Émerson Rafael

Avaliação do Carregamento e do Comportamento Térmico de Transformadores de Distribuição através da aplicação do Método de Estimação de Estados / Émerson Rafael da Silva.- 2019.

157 p.; 30 cm

Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon

Coorientador: Tiago Bandeira Machesan

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2019

1. Estimação de Estados 2. Transformador de Distribuição 3. Comportamento Térmico 4. Modelo Térmico 5. Redes de Distribuição I. Bernardon, Daniel Pinheiro II. Machesan, Tiago Bandeira.

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.

© 2019

Todos os direitos autorais reservados a *Émerson Rafael da Silva*. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Av. Roraima, 1000, UFSM, Santa Maria, RS. CEP 97105-900.

Fone (0xx) (55) 9 9664-2439; Endereço Eletrônico: emerson.rafaeldasilva@gmail.com

Émerson Rafael da Silva

**AVALIAÇÃO DO CARREGAMENTO E DO COMPORTAMENTO TÉRMICO DE
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DA APLICAÇÃO DO
MÉTODO DE ESTIMAÇÃO DE ESTADOS**

Dissertação apresentada ao Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 29 de julho de 2019:



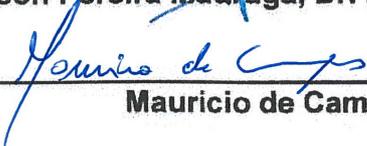
Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)



Tiago Bandeira Marchesan, Dr. (UFSM)
(Coorientador)



Ederson Pereira Madruga, Dr. (Univates) - Videoconferência



Mauricio de Campos, Dr. (Unijuí)

Santa Maria, RS
2019

*Dedico este trabalho à minha família e queridos,
principalmente meus pais **Israel e Rosane**,
pelo incentivo à minha educação.*

AGRADECIMENTOS

À Deus, por ter me dado bênçãos, saúde, tranquilidade e paz, principalmente para superar momentos de tensão e conflito, e assim, conseguir concluir este trabalho.

Aos meus pais Israel da Silva e Rosane da Silva, que além de me educarem e me inspirarem, me dão conforto, incentivam meus estudos e moldam o meu caráter.

Ao Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon, orientador deste trabalho, que me acolheu como orientando em 2015 e que, ao longo destes anos, além de um vínculo de orientação, moldou comigo uma amizade e confiança, que contribui cada vez mais para o meu crescimento pessoal e profissional.

Ao Prof. Dr. Tiago Bandeira Marchesan, coorientador deste trabalho, que também me acolheu como orientando durante minha graduação e acreditou no meu potencial desde o início. Além de orientador, foste um amigo, conselheiro e exemplo de liderança, a qual tem toda minha admiração.

Aos membros da banca, Prof. Dr. Ederson Pereira Madruga e Prof. Dr. Mauricio de Campos, pelo aceite em fazer parte deste momento importante, pelas contribuições e correção deste trabalho.

Aos colegas e amigos que colaboraram e contribuíram durante algum momento na elaboração deste trabalho, acadêm. Alexander Dutra, Dr. Dion Feil e Prof. Dr. Fernando Guarda.

Aos demais professores do Programa de Pós-Graduação de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (PPGEE-UFSM) pela convivência e compartilhamento de ideias durante o período de mestrado.

Aos colegas de pesquisa, e grandes amigos que fiz durante minha graduação e este período de mestrado, eng.º Caio Santos, eng.º Lucas Dazzi, eng.^a Marina Camponogara, eng.º Mauro Ortiz e eng.º Robson Delavechia.

Aos colegas professores do Campus de Cachoeira do Sul da UFSM, que tive a honra de conhecer e poder compartilhar ideias trabalhando em conjunto.

Às empresas RGE Sul e Mux Energia, sendo a primeira pelo incentivo financeiro e desenvolvimento de P&D que fiz parte como eng.º pesquisador, e a segunda pela parceria em projetos de P&D com a UFSM na área de transformadores.

À empresa alemã DigSILENT GmbH, pela licença temporária PF4T de seu produto *PowerFactory*, para realizar o estudo e desenvolvimento deste trabalho.

Aos familiares e amigos em geral que fizeram parte e estiveram presentes na minha vida nos últimos anos, torcendo por mim e pelo meu sucesso.

“A engenharia é a arte de dirigir as grandes fontes de poder da natureza para o uso e conveniência do homem”

(Thomas Tredgold)

RESUMO

AVALIAÇÃO DO CARREGAMENTO E DO COMPORTAMENTO TÉRMICO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DA APLICAÇÃO DO MÉTODO DE ESTIMAÇÃO DE ESTADOS

AUTOR: Émerson Rafael da Silva
ORIENTADOR: Daniel Pinheiro Bernardon
CO-ORIENTADOR: Tiago Bandeira Marchesan

A necessidade de conhecer o estado real da operação dos Sistemas Elétricos é um dos aspectos mais importantes no âmbito das *Smart Grids*. Para isso, a obtenção de dados em tempo real a partir de um modelo de monitoramento abrangente é necessária, uma vez que estes dados oferecem um diagnóstico preciso da operação. Esta aquisição de dados em um cenário ideal necessita de uma grande escala de medidores de grandezas elétricas ao longo da rede. Em redes de distribuição suficientemente grandes, este monitoramento em grande escala se torna praticamente impossível, e neste contexto, surge o Estimador de Estados que, como o próprio nome sugere, levanta as estimativas dos estados da rede em pontos onde não há medição. Para o funcionamento de seus algoritmos, o Estimador de Estados precisa de algumas medições ao longo das ramificações, na qual, uma distribuição otimizada dos medidores permite a diminuição de incertezas e dos erros associados na própria estimação. Além disso, uma melhor alocação dos medidores possibilita o aumento da observabilidade das barras. O conhecimento do real ponto de operação dos equipamentos do Sistema Elétrico, dessa forma, possui grande importância e o estimador de estados pode servir como ferramenta auxiliar para sua obtenção. Um dos equipamentos mais importantes do sistema é o Transformador de Distribuição, que geralmente é o equipamento que mais sofre em momentos de demanda crítica. O funcionamento destes equipamentos está correlacionado ao tempo de vida do isolamento, constituído em linhas gerais de papel e óleo. A durabilidade do isolamento dos transformadores possui relação com a suportabilidade térmica e o fator de envelhecimento equivalente. Correlacionando, a temperatura dos enrolamentos e do óleo isolante é proporcional ao carregamento de potência nos transformadores, que pode ser obtido pelo Estimador de Estados. Assim, este trabalho destaca um estudo da aplicação do Método de Estimação de Estados, em um Sistema de Distribuição, para determinar o carregamento dos transformadores, e por conseguinte, verificar o seu desempenho térmico ao longo de 24 horas de um dia. O modelo térmico foi baseado em um equacionamento normatizado e amplamente aceito pela literatura. Em suma, o uso dos dois estudos pode se tornar interessante, do ponto de vista da operação do sistema, e conseqüentemente do planejamento. O Estimador de Estados, portanto, fornece o estado de operação preciso e próximo do real, enquanto o estudo do Modelo Térmico apresenta a condição atual dos transformadores para o cenário traçado. Como estudos de caso, primeiramente, serão validados os modelos e, posteriormente, aplicado em uma rede de distribuição. Para tanto, utilizaram-se duas ferramentas computacionais: uma para a aplicação do cenário e do Estimador de Estados, e outra para o desenvolvimento do equacionamento do Modelo Térmico.

Palavras-chave: Estimação de Estados, Transformador de Distribuição, Comportamento Térmico, Modelo Térmico, Redes de Distribuição.

ABSTRACT

ASSESSMENT OF THE LOADING AND THERMAL BEHAVIOR OF DISTRIBUTION TRANSFORMERS THROUGH THE APPLICATION OF THE STATE ESTIMATION METHOD

AUTHOR: Émerson Rafael da Silva
ADVISOR: Daniel Pinheiro Bernardon
CO-ADVISOR: Tiago Bandeira Marchesan

The need to know the real state of operation of the Electrical Systems is one of the most important aspects in the scope of Smart Grids. To accomplish this, obtaining real-time data from a comprehensive monitoring model is necessary since these data provide an accurate diagnosis of the operation. This acquisition of data in an ideal scenario requires a large scale of electric magnitude meters along the network. In very large distribution networks, this large-scale monitoring becomes practically impossible, and in this context, the State Estimator appears, which, as its name suggests, raises estimates of network states at points where there are no measurements. For the operation of the algorithms, the State Estimator needs measurements along the branches, in which an optimized distribution of the meters allows the reduction of uncertainties and associated errors in the estimation itself. In addition, better allocation of the meters increases bus observability of the buses. The knowledge of the actual point of operation of the Electrical System equipment, in this way, is of great importance and the state estimator can be an auxiliary tool to achieve this goal. One of the most important equipment of the system is the Distribution Transformer, which is usually the equipment that most suffers in times of critical demand. The operation of these equipment is correlated to the lifetime of the insulation, constituted, in general lines, by paper and oil. The durability of the transformer insulation is related to thermal supportability and the equivalent aging factor. Correlating, the temperature in the windings and the insulating oil is proportional to the transformer load, which can be obtained by the State Estimator. Thus, this work highlights a study of an application of the State Estimation Method in a Distribution System to determine the load of the transformers, and then, to verify its thermal performance during the 24 hours of a day. The thermal model was based on a normalized equation and it is widely accepted in the literature. In short, the use of the two studies can be interesting from the point of view of the system operation, and consequently, planning. The State Estimator, therefore, provides the precise state of operation and closer to the real, while the Thermal Model study presents the current condition of the transformers for the traced scenario. As case studies, firstly, models will be validated and subsequently applied in a distribution network. For this, two computational tools were used: one for the scenario application and the State Estimator, and another for the development of the Thermal Model equation.

Keywords: State Estimation, Distribution Transformers, Thermal Behavior, Thermal Model, Distribution Grids.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Estados da automação da distribuição.....	32
Figura 2.1 – Estrutura Radial de um SDEE de 22 barras.....	40
Figura 2.2 – Estrutura de uma <i>Smart Grid</i>	44
Figura 2.3 – Comparação entre o Fluxo de Potência e o Estimador de Estados.	46
Figura 2.4 – Estrutura do Estimador de Estados e sua posterior aplicação.	47
Figura 2.5 – Observabilidade e Redundância de Medidas.....	49
Figura 2.6 – Aplicação do EE: uso do <i>software DigSILENT Power Factory</i>	56
Figura 3.1 – Modelo de resfriamento de um transformador a óleo.....	60
Figura 3.2 – Fator de aceleração de envelhecimento (relativo a 110°C).....	68
Figura 3.3 – Estrutura do Modelo Térmico e Envelhecimento Equivalente.	69
Figura 4.1 – Diagrama de Etapas da Aplicação da Metodologia.....	80
Figura 4.2 – Componentes e Variáveis da Aplicação da Metodologia.	81
Figura 4.3 – IGU do <i>DigSILENT Power Factory</i>	83
Figura 4.4 – Tela Inicial do <i>software MATLAB</i>	85
Figura 4.5 – Carregamento em PU do Transformador de Potência da Norma.	88
Figura 4.6 – Gráfico comparativo das Temperaturas <i>Hot-spot</i>	90
Figura 4.7 – Gráfico comparativo das Temperaturas do Topo de Óleo.....	90
Figura 5.1 – Diagrama Elétrico da Rede de Distribuição em estudo.	92
Figura 5.2 – Disposição dos Medidores e observabilidade total do SDEE.....	94
Figura 5.3 – Disposição dos Medidores e baixa observabilidade do SDEE.	96
Figura 5.4 – Janela de alteração do Fator de Escala das cargas.....	99
Figura 5.5 – Perfil de variação das cargas (Fator de Escala em PU).....	100
Figura 5.6 – Carregamento de Potência Aparente do TRD3 em PU.....	104
Figura 5.7 – Carregamento de Potência Aparente do TRD6 em PU.....	104
Figura 5.8 – FAA para TRD1, Real.	107
Figura 5.9 – Temperaturas e Carregamento para TRD1, Real.	107
Figura 5.10 – Temperaturas e Carregamento para TRD2, Real.	108
Figura 5.11 – Temperaturas e Carregamento para TRD3, Real.	109
Figura 5.12 – Temperaturas e Carregamento para TRD4, Real.	109
Figura 5.13 – Temperaturas e Carregamento para TRD5, Real.	110
Figura 5.14 – Temperaturas e Carregamento para TRD6, Real.	111
Figura 5.15 – Temperaturas e Carregamento para TRD7, Real.	112
Figura 5.16 – Temperaturas e Carregamento para TRD8, Real.	112
Figura 5.17 – Temperaturas e Carregamento para TRD3, Elevada Eficiência.	114
Figura 5.18 – Temperaturas e Carregamento para TRD5, Elevada Eficiência.	115
Figura B.1 – Distribuição Normal de $\Phi(x)$	141

LISTA DE QUADROS

Quadro 3.1 – Classificação dos trafos devido ao sistema de resfriamento.	61
Quadro 3.2 – Principais Variáveis necessárias para o Modelo Térmico.	63
Quadro 3.3 – Temperaturas para o cálculo da viscosidade.	78
Quadro 4.1 – Estimação de Estados no <i>DlgSILENT PowerFactory</i>	84
Quadro 5.1 – Perfis de FE para cada tipo de carga da BT.	100
Quadro 5.2 – Resultados das simulações das temperaturas dos TRD.	116

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Elevação de Temperatura Média para TRD.	62
Tabela 3.2 – Variação do Carregamento em função da Temperatura Ambiente.	64
Tabela 3.3 – Limites máximos operativos para TRD de Classe 65°C.	66
Tabela 3.4 – Calor específico e constantes para o cálculo da viscosidade.	78
Tabela 4.1 – Transformador de Potência (IEEE STD C57.91-2011, 2012).	86
Tabela 4.2 – Dados de Ensaio do Transformador de Potência da Norma.	87
Tabela 4.3 – Comparação dos Resultados para validação do Modelo Térmico.	88
Tabela 4.4 – Comparação das Temperaturas para validação do Modelo Térmico. ...	89
Tabela 5.1 – Dados das Barras da Rede de Distribuição.	93
Tabela 5.2 – Parâmetros Elétricos das Linhas de Distribuição.	93
Tabela 5.3 – Parâmetros Elétricos dos Transformadores de Distribuição.	94
Tabela 5.4 – Medidas de P para um cenário base com observabilidade total.	95
Tabela 5.5 – Medidas de P para um cenário base com baixa observabilidade.	96
Tabela 5.6 – Pesos de medidas para o cenário base com baixa observabilidade. ...	97
Tabela 5.7 – Pesos de medidas para o cenário base com alta observabilidade.	98
Tabela 5.8 – Resultado do IAPEE para os dois cenários.	99
Tabela 5.9 – Medições de P ao longo de 24h.	101
Tabela 5.10 – Carregamento de Potência Aparente em PU dos TRD via FP.	102
Tabela 5.11 – Carregamento de Potência Aparente em PU dos TRD via EE.	103
Tabela 5.12 – Transformador de Distribuição (Fabricante) de 75kVA.	105
Tabela 5.13 – Transformador de Distribuição (Fabricante) de 150kVA.	106
Tabela 5.14 – Resumo dos Resultados do TRD1 para o Transformador Real.	106
Tabela 5.15 – Resumo dos Resultados do TRD2 para o Transformador Real.	108
Tabela 5.16 – Resumo dos Resultados do TRD3 para o Transformador Real.	108
Tabela 5.17 – Resumo dos Resultados do TRD4 para o Transformador Real.	110
Tabela 5.18 – Resumo dos Resultados do TRD5 para o Transformador Real.	110
Tabela 5.19 – Resumo dos Resultados do TRD6 para o Transformador Real.	111
Tabela 5.20 – Resumo dos Resultados do TRD7 para o Transformador Real.	111
Tabela 5.21 – Resumo dos Resultados do TRD8 para o Transformador Real.	112
Tabela 5.22 – Transformador de Distribuição (Normatizado) de 75kVA.	113
Tabela 5.23 – Transformador de Distribuição (Normatizado) de 150kVA.	113
Tabela 5.24 – Resumo dos Resultados do TRD3 para o Elevada Eficiência.	114
Tabela 5.25 – Resumo dos Resultados do TRD5 para o Elevada Eficiência.	114
Tabela C.1 – Dados do perfil de variação das cargas (Fator de Escala em PU).	143

LISTA DE ABREVIATURAS

ADMS	Gerenciamento Ativo de Sistemas de Distribuição
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AMI	Infraestrutura de Medição Avançada
AT	Alta Tensão (69kV)
BT	Baixa Tensão (220/380V)
DA	Sistemas de Automação da Distribuição
EE	Estimador de Estados
FAA	Fator de Aceleração de Envelhecimento
FE	Fator de Escala
FP	Fluxo de Potência
GD	Geração Distribuída
IAPEE	Índice de Aumento na Precisão da Estimação de Estados
IEEE	Instituto dos Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
MT	Média Tensão (13,8kV)
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PU	Por Unidade
SCADA	Sistemas de Controle Supervisório e Aquisição de Dados
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
Trafo	Transformador
TRD	Transformador de Distribuição
WLS	Mínimos Quadrados Ponderados

LISTA DE SÍMBOLOS E VARIÁVEIS

Estatística e Estimação de Estados

δ_R	- covariância de resíduos
ε_i	- percentual da incerteza associada à medida i
μ	- média
σ	- desvio padrão
σ^2	- variância
\mathbf{e}	- vetor de erros de medida
$f(\cdot)$	- função Distribuição Gaussiana Normal
$\mathbf{g}(\cdot)$	- função Gradiente de $\mathbf{J}(\cdot)$
$\mathbf{h}_i(x)$	- função que relaciona a medida i com o vetor de estado x
$\mathbf{H}(x)$	- matriz jacobiana dos elementos de estado x
$IAPEE$	- Índice de Aumento na Precisão da Estimação de Estado
$\mathbf{J}(x)$	- função objetivo dos elementos de estado x
\mathbf{r}_i	- resíduo da medida i
\mathbf{R}	- matriz da inversa da covariância dos erros das medidas
ω_i	- peso associado à medida i
\mathbf{W}	- matriz da covariância dos erros das medidas
x	- vetor de estados verdadeiros
\hat{x}	- vetor de estados estimados
\mathbf{z}	- vetor de grandezas medidas do sistema

Modelo Térmico do Transformador

$\Delta\theta_{BO}$	- aumento da temperatura do fundo de óleo sobre a temp. amb.
$\Delta\theta_{DO/BO}$	- aumento da temperatura no duto sobre o fundo do óleo
$\Delta\theta_{H/WO}$	- aumento da temperatura do ponto quente do enrolamento sobre o óleo próximo à localização do ponto quente
Δt	- incremento de tempo para cálculo
$\Delta\theta_{T/B}$	- aumento de temp. no topo do radiador sobre fundo de óleo
$\Delta\theta_{WO/BO}$	- aumento da temperatura do óleo na localização do ponto quente do enrolamento sobre o fundo do óleo
θ	- temperatura do óleo usada para determinar a viscosidade
θ_A	- temperatura ambiente média para o ciclo de carga estudado
θ_{A_1}	- temperatura ambiente para o tempo anterior
θ_{AO}	- temperatura média do óleo no tanque e no radiador
θ_{AO_1}	- média da temperatura do fluido no tanque e no radiador, para o tempo anterior
θ_{AO_2}	- média da temperatura do fluido no tanque e no radiador, para o próximo instante de tempo

Θ_{AOR}	- média da temperatura do fluido no tanque e no radiador para carregamento nominal
Θ_{AR}	- temperatura ambiente nominal na base kVA do trafo para o ciclo de carregamento
Θ_{BO}	- temperatura do fundo de óleo
Θ_{BOR}	- temperatura do fundo do fluido para carga nominal
Θ_{DAO_1}	- temperatura média do óleo nos dutos no tempo anterior
Θ_{DAOR}	- temperatura média do óleo nos dutos para carga nominal
Θ_H	- temperatura do ponto mais quente do enrolamento
Θ_{H_1}	- temperatura do ponto mais quente do enrolamento na carga nominal, no tempo anterior
Θ_{H_2}	- temperatura no ponto mais quente do enrolamento no próximo instante de tempo
Θ_{HR}	- temp. do ponto mais quente de enrolamento na carga nominal
Θ_K	- fator de temperatura para correção da resistência
Θ_{TDO}	- temperatura do fluido no topo do duto
Θ_{TDOR}	- temperatura do fluido no topo do duto na carga nominal
Θ_{TO}	- temperatura do topo de óleo
Θ_{TOR}	- temperatura do topo no tanque e no radiador para carga nominal
Θ_{W_1}	- temperatura média do enrolamento no tempo anterior
Θ_{W_2}	- temp. média do enrolamento no próximo instante de tempo
Θ_{WO}	- temperatura do óleo adjacente ao ponto quente do enrolamento
Θ_{WOR}	- temperatura do óleo adjacente ao ponto mais quente do enrolamento na carga nominal
Θ_{WR}	- temperatura média do enrolamento para carga nominal
λ	- expoente de elevação média de fluido com a perda de calor (0,8 para ONAN)
μ_{HS_1}	- viscosidade do fluido para o cálculo do ponto mais quente no tempo anterior
μ_{HSR}	- viscosidade do fluido para o cálculo do ponto mais quente na carga nominal
μ_{W_1}	- viscosidade do fluido para aumento médio da temperatura do enrolamento em cima da carga nominal
μ_{WR}	- viscosidade do fluido para aumento médio da temperatura do enrolamento na carga nominal no tempo anterior
$\sum MCp$	- massa (total) vezes o calor específico do óleo, tanque e núcleo
τ_W	- constante de tempo do enrolamento
Υ	- expoente da diferença de temp. do topo para o fundo do fluido
χ	- expoente do aumento do óleo do duto sobre o óleo inferior (0,5 para ONAN)
Cp_{CORE}	- calor específico do núcleo
Cp_{OIL}	- calor específico do fluido
Cp_{TANK}	- calor específico do tanque
Cp_W	- calor específico do material do enrolamento

D	- constante para cálculo da viscosidade do óleo (Tabela 3.4)
E_{HS}	- valor em PU das perdas <i>Eddy</i> no ponto mais quente do enrolamento
F_{AA}	- fator de aceleração de envelhecimento
F_{EQA}	- fator de envelhecimento equivalente
G	- constante para cálculo da viscosidade do óleo (Tabela 3.4)
H_{HS}	- altura do enrolamento em PU até a localização do ponto mais quente
K	- carregamento em PU com base a carga nominal do trafo
K_{HS}	- fator de correção da temperatura para as perdas no ponto mais quente
K_W	- fator de correção da temperatura para perdas no enrolamento
M_{CC}	- massa do núcleo e da bobina (desbobinamento)
M_{CORE}	- massa efetiva do núcleo
M_{OIL}	- massa do fluído
M_{TANK}	- massa do tanque
$M_W C p_W$	- massa de enrolamento vezes calor específico
P_C	- perdas no núcleo (a vazio)
P_{COE}	- perdas no núcleo para momentos de sobre-excitação
P_E	- perdas <i>Eddy</i> dos enrolamentos para carga nominal
P_{EHS}	- perdas <i>Eddy</i> na carga nominal e na temperatura do ponto quente para condição nominal
P_{HS}	- perda joule do enrolamento na carga nominal e na temperatura do ponto quente para condição nominal
P_S	- perdas por dispersão para carga nominal
P_T	- perdas totais para carregamento nominal
P_W	- perdas Joule nos enrolamentos para carga nominal do trafo
Q_C	- calor gerado pelo núcleo
Q_{GENHS}	- calor gerado no ponto mais quente
Q_{GENW}	- calor gerado pelos enrolamentos
Q_{LOSTHS}	- calor perdido no ponto mais quente
Q_{LOSTO}	- calor perdido pelo fluído para o ambiente
Q_{LOSTW}	- calor perdido pelo enrolamento
Q_S	- calor gerado pelas perdas por dispersão

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO.....	31
1.1.	Motivação e Justificativa	34
1.2.	Objetivos	36
1.3.	Contribuições do Trabalho	37
1.4.	Disposição de Capítulos	37
2.	MÉTODO DA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS	39
2.1.	Considerações Iniciais.....	39
2.2.	Evolução dos Sistemas Inteligentes.....	41
2.3.	Estimador de Estados	45
2.3.1	Observabilidade e Redundância da Rede	48
2.3.2	Métodos Clássicos de Estimação de Estados	49
2.3.2.1.	Método dos Mínimos Quadrados Ponderados	50
2.3.3	Tipos de Erros em Estimação de Estados	55
2.3.4	Estimador de Estados em SDEE	56
2.3.4.1.	Índice de Aumento na Precisão da Estimação de Estados (IAPEE)	57
2.3.5	Estimador de Estados em Transformadores	57
2.4.	Considerações Finais do Capítulo	58
3.	MÉTODO DO MODELO TÉRMICO EQUIVALENTE DE TRAFOS	59
3.1.	Considerações Iniciais.....	59
3.2.	Aspectos Térmicos do Transformador.....	60
3.3.	Temperaturas do Transformador	62
3.3.1	Influência da Temperatura Ambiente.....	64
3.3.2	Limites de Temperaturas para Transformadores de Distribuição	65
3.4.	Modelo Térmico (IEEE STD C57.91-2011).....	66
3.4.1	Vida Útil de Transformadores.....	66
3.4.1.1.	Tempo de Vida do Material isolante.....	66
3.4.1.2.	Fator de Aceleração de Envelhecimento.....	67
3.4.1.3.	Fator de Envelhecimento Equivalente	68
3.4.2	Cálculo de Temperaturas (IEEE STD C57.91-2011, Anexo G).....	69
3.4.2.1.	Equacionamento do Modelo Térmico	69
3.5.	Considerações Finais do Capítulo	78
4.	IMPLEMENTAÇÃO DOS MÉTODOS	79
4.1.	Diagrama Geral da Metodologia.....	79
4.2.	Apresentação das ferramentas computacionais para aplicação	81
4.2.1.1.	Estimação de Estados no software DigSILENT Power Factory	82
4.2.1.2.	Uso da Ferramenta Computacional MATLAB	84
4.3.	Exemplo de aplicação do modelo térmico em um Trafo.....	86
5.	ESTUDOS DE CASO	91
5.1.	Apresentação do sistema de estudo	92
5.2.	Escolha do cenário: aplicação do IAPEE	97
5.3.	Variação do cenário escolhido a partir de um perfil de carga.....	99
5.4.	Aplicação do Estimador de Estados: 24 horas.....	102
5.5.	Estimação do Comportamento Térmico dos TRD	105
5.5.1	Transformadores Reais.....	105
5.5.2	Transformadores Normatizados (Elevada Eficiência).....	113
5.6.	Discussão dos Resultados	115

6.	CONSIDERAÇÕES FINAIS	117
6.1.	Conclusões	117
6.2.	Trabalhos Futuros	118
6.3.	Produção Científica	119
6.3.1	Trabalhos publicados em anais de eventos (completo)	119
	REFERÊNCIAS.....	121
	APÊNDICE A - PLANTAS DAS SIMULAÇÕES DO SISTEMA ELÉTRICO.	127
	A.1. NÍVEIS DE TENSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	127
	A.2. REDE COM GRANDE OBSERVABILIDADE DE MEDIDAS	128
	A.3. REDE COM BAIXA OBSERVABILIDADE DE MEDIDAS	129
	A.4. FLUXO DE POTÊNCIA (01:00)	130
	A.5. ESTIMADOR DE ESTADOS (01:00)	131
	A.6. FLUXO DE POTÊNCIA (07:00)	132
	A.7. ESTIMADOR DE ESTADOS (07:00)	133
	A.8. FLUXO DE POTÊNCIA (13:00)	134
	A.9. ESTIMADOR DE ESTADOS (13:00)	135
	A.10. FLUXO DE POTÊNCIA (19:00)	136
	A.11. ESTIMADOR DE ESTADOS (19:00)	137
	APÊNDICE B - ESTATÍSTICA BÁSICA.....	139
	B.1. VARIÁVEIS ALEATÓRIAS INDEPENDENTES	139
	B.2. VALOR ESPERADO (VALOR MÉDIO)	139
	B.3. VARIÂNCIA	139
	B.4. DESVIO PADRÃO	140
	B.5. ERRO QUADRÁTICO MÉDIO	140
	B.6. COVARIÂNCIA	140
	B.7. DISTRIBUIÇÃO NORMAL	141
	APÊNDICE C - FATOR DE ESCALA PARA A VARIAÇÃO DAS CARGAS.	143
	C.1. PERFIL DE FATOR DE ESCALA	143
	APÊNDICE D - IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO TÉRMICO.....	145
	D.1. ALGORITMO DO MODELO TÉRMICO	145
	ANEXO A – PARÂMETROS ELÉTRICOS DE CONDUTORES.....	155
	ANEXO B – CURVA DE TEMPERATURA REAL	157

1. INTRODUÇÃO

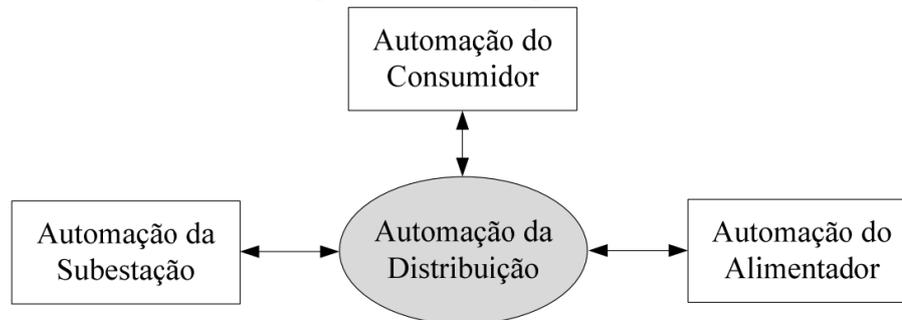
O Brasil possui um grande Sistema Elétrico de Potência (SEP), que interliga as regiões do país. Segundo Tôrres (2004), grande parte da energia elétrica gerada é perdida na forma de calor durante a transmissão e a distribuição (como por exemplo, transformadores e condutores), podendo chegar a índices na faixa de 20%. Um ponto importante a se observar é que os Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) recebem a maior parte da energia oriunda da transmissão e a distribui para consumidores médios e pequenos (ABRADEE, 2013). Assim, este segmento se torna um dos maiores responsáveis pelas perdas, correspondendo aproximadamente 13% da energia total gerada (ANEEL, 2014). Na atual conjuntura energética do Brasil, perdas desta magnitude implicam em altos prejuízos ambientais, financeiros e sociais.

Isto motivou, nos últimos anos, vários estudos nos SDEE. Topologias que abordam monitoramento, modelagem, redução de perdas, automação etc., tornaram-se motivos de discussão. Dentro dos SDEE, as pesquisas se voltam às Redes Elétricas Inteligentes (do inglês, *Smart Grids*), conceito que surgiu em meados dos anos 2000 (CARVALLO; COOPER, 2001). As *Smart Grids* possuem como características principais o monitoramento abrangente e a automação das redes a fim de garantir a característica de auto-regeneração remota na operação. Tais ações podem ser controlados por uma plataforma de Gerenciamento Ativo de Sistemas de Distribuição (ADMS do inglês, *Active Distribution Management System*). Assim, faz-se necessário que o sistema elétrico como um todo se modernize e deixe de ser apenas um sistema robusto.

Este e outros conceitos de modernização do sistema, que incluem a supervisão e o controle em tempo real, são uma tendência mundial, que acompanham a evolução e o avanço das tecnologias empregadas, principalmente no que diz respeito dos sistemas inteligentes de comunicação de dados, da eletrônica de potência e controle

e de dispositivos sensores capazes de monitorar e supervisionar o sistema. O controle e os estados da automação da distribuição podem ser representados conforme a Figura 1.1.

Figura 1.1 – Estados da automação da distribuição.



Fonte: (MELLO, 2018).

Outro ponto importante a ser destacado é que todos os segmentos do sistema elétrico são projetados para suportar as demandas dos horários de pico que normalmente duram poucas horas do dia. Em boa parte do tempo, portanto, o sistema é subutilizado, enquanto este pode sofrer falhas causadas por sobrecargas (que ocorrem principalmente nos transformadores de distribuição) durante o horário de carga máxima. Devido a este problema, estudam-se formas de otimizar o consumo de energia elétrica sem que se prejudique o conforto humano e as necessidades dos consumidores. Esta ideia de despacho ótimo e controlado, apesar de longínqua, vem sendo estudada em paralelo com os estudos de casas inteligentes (do inglês, *smart houses*) e da resposta à demanda.

Para isto, nos SDEE, faz-se necessário a utilização de algoritmos e cálculos para prever e identificar a atual situação da rede e de sua carga em um dado instante de tempo. Um desses cálculos robustos é o Fluxo de Potência (FP) no SEP, que é uma análise utilizada pelas concessionárias para prever um valor inicial das grandezas elétricas nos pontos da rede. Entretanto, este modelo leva em consideração apenas a topologia da rede, e não o monitoramento abrangente do estado real de operação dela.

Para conhecer o estado real de operação da rede, em uma condição ideal, todas as variáveis elétricas em todos os ramos do SDEE são identificadas a partir de medições. Entretanto, os SDEE são muito complexos para a curto e médio prazo possuírem monitoramento total. Mediante isso, surgiram métodos alternativos para estabelecer a melhor estimativa das grandezas elétricas mesmo onde não existe

monitoramento por parte de medidores. O Estimador de Estados (EE), por exemplo, é uma análise que se soma com o FP, contemplando assim um estudo mais detalhado que integra as estimativas obtidas pelo FP (valores calculados) com medidas reais obtidas em tempo real (medidores). Esta combinação de FP com medição e a aplicação do EE aumenta a precisão das estimativas finais. Todavia, muitas vezes as medidas reais podem conter erros que devem ser identificados, e se baseiam no próprio estimador a partir de indicadores gerais de desvios (variâncias e resíduos) (MONTICELLI, 1999).

Os transformadores (trafos) possuem grande importância para os SDEE na interligação de subsistemas com diferentes níveis de tensão. O projeto e a capacidade de sobrecarga destas máquinas elétricas podem ser diretamente ligados a um dado fator de desempenho térmico das mesmas (HONARMAND et al., 2012; IEEE STD C57.12.00-2015, 2015; IEEE STD C57.91-1995, 1995; IEEE STD C57.91-2011, 2012). Devido às dificuldades de modelagem do sistema térmico, bem como do conhecimento do ponto de operação instantâneo e real, sabe-se que não se tem aproveitado integralmente as capacidades dos materiais usados na construção dos trafo, havendo assim, por precaução, margens de segurança exageradas para o seu funcionamento que acarretam em um aumento no custo final do produto (BARROS, 2007). Verifica-se que devido à sua necessidade e importância, bem como seu custo de fabricação, faz-se necessário cada vez mais uma otimização no projeto e na operação destes equipamentos.

O isolamento interno de um transformador de distribuição (TRD) é constituído tecnicamente de papel e óleo. Tanto o aumento da temperatura no óleo, como do enrolamento das bobinas, faz com que se reduza a vida útil do equipamento. Sabe-se, além disso, que devido à impregnação do óleo nos isolantes de papel a partir de elevadas temperaturas, haverá um desgaste no sistema de isolamento do trafo, levando assim o equipamento à falência. Portanto, conhecer o estado atual de operação em tempo real, de forma automatizada e segura destes equipamentos, é uma forma de prever futuros danos e, conseqüentemente, aumentar a vida útil.

Na intenção de tornar mais otimizado e eficiente o uso de TRD, a partir da sua vida útil e de seus limites térmicos em função do carregamento, buscam-se soluções que tangem a operação e monitoração em tempo real das *Smart Grids*. A utilização do método da EE garante, pelo menos, um cenário mais próximo do real, se

comparado ao FP, uma vez que seu algoritmo prevê medidores alocados em alguns ramos. Se torna evidente, portanto, que o uso do EE para conhecer a estimativa real das variáveis na rede elétrica com intuito de verificar o carregamento e o comportamento térmico dos TRD é uma opção a ser estudada.

Para a metodologia deste trabalho, utilizaram-se duas ferramentas computacionais. O *MATLAB (MATrix LABORatory)*, é um *software* de programação matemática, voltado a métodos numéricos. Utilizou-se esta ferramenta para a aplicação do equacionamento e a obtenção dos resultados do modelo térmico dos transformadores. O segundo *software* utilizado é o *DlgSILENT Power Factory*, que é um simulador de circuitos elétricos voltados para a análise de sistemas de energia. Este programa possui, dentre outras aplicações, o estudo de EE.

1.1. Motivação e Justificativa

Os SDEE impõem características e necessidades no que diz respeito a melhor operação, a confiabilidade, ao planejamento e a (re)configuração. Um aumento da demanda de energia elétrica na última década deixou os sistemas, principalmente no segmento de distribuição, cada vez mais suscetíveis a falhas e interrupções (MILBRADT, 2015). Um dos motivos é a sobrecarga nos elementos mais próximos do fim dos ramais (linhas de distribuição e TRD). Além de garantir o fornecimento de energia elétrica com qualidade, confiabilidade e continuidade ao consumidor, também é importante minimizar as perdas técnicas, aumentar a vida útil dos componentes dos sistemas e operar da forma mais otimizada possível. Ambas características impactarão no *custo x benefício* e no impacto financeiro/social final, a qual é repassado aos consumidores (PICANÇO, 2006).

Uma das recentes ferramentas que vem sendo empregada nos estudos das *Smart Grids* é o método de Estimação de Estados. O método de Estimação de Estados, em linhas gerais deve ser aplicado em tempo real, acompanhando o Fluxo de Potência. O modelo de rede em tempo real se fundamenta a partir da combinação de dados estatísticos matemáticos e de medições remotas e instantâneas na rede (ABUR; EXPÓSITO, 2004). O EE, portanto, se sustenta com a presença de medidores inteligentes (do inglês, *smart meters*) em pontos estratégicos nos ramais. Estas medidas, dentro da matriz jacobiana do EE, garantem um aumento significativo na obtenção das grandezas elétricas presentes na operação da rede. Conhecendo essas

grandezas e o estado atual da rede, com técnicas de controle e automação de sistemas, é possível definir ações que resultarão em melhores níveis nos indicadores de qualidade e de operação. Tal conjuntura apresenta um papel fundamental no que diz respeito à aplicação das *Smart Grids*.

Além disso, a busca pela eficiência e pela otimização no setor elétrico fazem estudos se voltarem à elementos que historicamente foram sobredimensionados pela falta de conhecimento da operação real (TÔRRES, 2004). Os transformadores fazem parte do conjunto destes elementos, e possuem grande importância para o sistema, pois redimensionam os níveis de tensões para a transmissão e distribuição. Especificamente os TRD são os elementos de impacto mais próximos dos clientes, pois são eles que rebaixam médias tensões (MT) para o nível de baixas tensões (BT). Garantir uma melhor operação destes equipamentos em função do carregamento das cargas é um ponto importante que resolveria parte dos problemas técnicos e comerciais que estão incluídos no sistema.

Segundo Honarmand et al. (2012) e as normas encontradas na literatura (IEEE STD C57.12.00-2015, 2015; IEEE STD C57.91-1995, 1995; IEEE STD C57.91-2011, 2012), um dos fatores mais importantes na vida útil dos transformadores é o tempo de vida do isolamento destas máquinas, a qual é relacionada com a suportabilidade térmica e fator de utilização. As aplicações de operação e programas de manutenção e ensaios não são capazes de aumentar a vida útil do transformador, mas podem fornecer com certa margem de precisão, indicadores que determinam sua vida útil. Estes indicadores, por sua vez, são importantes pois podem auxiliar no gerenciamento da carga nos TRD e servir de utilidade tanto na operação, quanto no planejamento.

Diversos trabalhos (CARO; VALVERDE, 2014; CASTREJÓN; EXPÓSITO, 2001; EKWUE; DANDACHI, 2005; HOUARI et al., 2013; LEITE; MANTOVANI, 2013; MELIOPOULOS, 2001; NELSON et al., 2015; SU et al., 2016; TEIXEIRA et al., 1992) apresentam variados estudos que correlacionam o método da EE e transformadores. Ressalta-se que, com exceções, a maioria das aplicações que os autores apresentam nestes trabalhos são em transformadores de potência e não em TRD e levam em consideração a presença de medidores próximos aos trafos, criando um cenário ideal. Outros autores, como (FEIL, 2019; HONARMAND et al., 2012; JAISWAL; BALLAL; TUTAKNE, 2017; NADERIAN et al., 2008; SUECHOEY et al., 2008; YU DU et al., 2006) apresentam preocupações com a otimização do uso e da substituição dos

equipamentos, levando em consideração o modelo térmico, a qualidade do isolante e a vida útil, tanto em transformadores de potência como em TRD.

Neste contexto, evidencia-se a importância destas linhas de estudos, associando o método da EE com o estudo térmico dos trafos, onde em específico, os TRD. Tal aplicabilidade segue de acordo com a tendência dos estudos nas *Smart Grids*, e pode apresentar resultados interessantes que posteriormente podem proporcionar melhores pontos de operação dos trafos, aumentando a utilização otimizada, a confiabilidade e a durabilidade. Assim sendo, as informações obtidas no EE podem-se tornar úteis à concessionária para, dentre outras vantagens, melhorar a operação em momentos de sobrecarga e auxiliar no próprio planejamento e dimensionamento dos equipamentos. Em resumo, a função do EE pode auxiliar na determinação dos estados da rede, em específico do carregamento sobre os TRD que estariam “desassistidos” no que diz respeito às medições próximas a eles.

1.2. Objetivos

O objetivo geral do trabalho é estudar o comportamento térmico dos transformadores de distribuição a partir de seus carregamentos determinados pelo método de Estimação de Estados. A justificativa para este estudo é a importância do próprio EE, uma vez que os resultados de seus algoritmos tendem a ser mais próximos do estado real, se comparado com outros métodos como, por exemplo, o FP.

São objetivos específicos do trabalho:

- Estudar o método da Estimação de Estados e apresentar a sua utilidade para obter melhores avaliações sobre o sistema em estudo;
- Estudar o comportamento térmico de transformadores de distribuição, em função de seu carregamento;
- Validar o modelo matemático do comportamento térmico dos transformadores;
- Desenvolver um cenário base de estudo, considerando dados próximos a valores reais;
- Avaliar os carregamentos dos transformadores de distribuição utilizando o EE.

1.3. Contribuições do Trabalho

Como contribuições deste trabalho, citam-se:

- Uma revisão sobre o método da Estimação de Estados;
- Uma revisão do modelo térmico dos transformadores, conforme as normas (IEEE STD C57.12.00-2015, 2015; IEEE STD C57.91-1995, 1995; IEEE STD C57.91-2011, 2012);
- A apresentação de uma proposta de metodologia que leva em consideração o uso do método de Estimação de Estados para determinar a estimativa de carregamento em transformadores de distribuição e, por seguinte, utilizar estes dados para determinar a temperatura nos trafos;
- Apresentação de um algoritmo em *MATLAB* do Modelo Térmico de Transformadores, adaptado de Feil (2019) a partir do Anexo G da norma (IEEE STD C57.91-2011, 2012).

1.4. Disposição de Capítulos

Este trabalho está organizado em seis capítulos, a referência, os apêndices e os anexos. Este primeiro capítulo corresponde a Introdução, a qual se apresentou a motivação, a justificativa e os objetivos que levaram ao estudo.

No segundo capítulo apresenta-se uma visão global dos estudos sobre as *Smart Grids* e a aplicabilidade do Estimador de Estados. Neste capítulo busca-se um referencial teórico sobre o próprio EE, na qual fundamentos e métodos clássicos apontados na literatura serão apresentados, com ênfase ao Método dos Mínimos Quadrados Ponderados. Ainda, neste capítulo se apresenta um índice que é de toda valia para validar cenários do estimador.

No terceiro capítulo se apresentam as técnicas e os modelos matemáticos encontrados na literatura sobre o modelo térmico de transformadores e seu índice de tempo de vida útil. Este capítulo é uma revisão do modelo térmico equivalente destes equipamentos, baseada nas normas (IEEE, 1995, 2012) que determinam as temperaturas internas e a avaliação do envelhecimento equivalente dos trafos.

O quarto capítulo, primeiramente, apresenta a estrutura da metodologia. Desta forma, busca-se apresentar de que maneira os dois métodos (Estimação de Estados e Modelo Térmico Equivalente) podem ser compreendidos em um único estudo, de

modo a estimar as temperaturas de transformadores e, conseqüentemente, permitir sua avaliação. Ainda, se descreve como as ferramentas computacionais *MATLAB* e *DigSILENT Power Factory* serão utilizadas para a aplicação da Metodologia. Por fim, faz-se a validação do algoritmo adaptado de Feil (2019) dos equacionamentos do modelo térmico baseado nas normas (IEEE, 1995, 2012), a partir de um exemplo encontrado no Anexo G da norma mais recente.

O quinto capítulo, por sua vez, descreve os estudos de caso desenvolvidos a partir da aplicação proposta no capítulo anterior. A partir da escolha do cenário do EE, via um Índice de Aumento na Precisão da Estimção de Estados (IAPEE) (MILBRADT, 2015), este cenário é alternado para representar um perfil de carregamento de 24 horas. Em um segundo momento, faz-se a aplicação do EE nos TRD do sistema elétrico desenvolvido pelo autor. Este cenário contém a presença de alguns medidores de potência e tensão ao longo da rede e a estimção de estados se torna relevante, pois possui um grau de validação melhor que o FP. Ainda, neste estudo, variam-se parâmetros construtivos dos trafos, em função de transformadores reais e transformadores normatizados de elevada eficiência (ABNT, 2014).

Por fim, o sexto e último capítulo traz uma análise final dos resultados, as conclusões finais do trabalho, as publicações realizadas no decorrer do período do Mestrado e sugestões de continuidade deste trabalho.

2. MÉTODO DA ESTIMAÇÃO DE ESTADOS

Este capítulo apresenta uma revisão da literatura sobre o Estimador de Estados (EE) no contexto das *Smart Grids*. O capítulo se divide em três grandes subcapítulos e as considerações finais. O primeiro subcapítulo apresenta as considerações iniciais sobre redes de distribuição e os sistemas elétricos. No segundo subcapítulo, apresenta-se a evolução dos sistemas inteligentes e o conceito das Redes Elétricas Inteligentes, e a justificativa da aplicação do próprio EE. O terceiro subcapítulo, finalmente, apresenta cinco subdivisões, que em linhas gerais, explicam resumidamente o EE, suas funcionalidades, métodos e a aplicação em sistemas de distribuição. O objetivo deste capítulo é, portanto, proporcionar ao leitor que não está inteirado no tema, uma abordagem geral do assunto. Assim, o capítulo desenvolve o contexto histórico e destaca a importância da ferramenta do EE no monitoramento abrangente e na estimação dos estados das redes, a qual, posteriormente possuirá relevância para estimar as temperaturas dos transformadores de distribuição.

2.1. Considerações Iniciais

O território brasileiro é coberto por um grande e complexo Sistema Elétrico de Potência (SEP) que tem suas bases consolidadas nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sendo este último, a principal estrutura de atendimento a todos os setores de consumo do país. Segundo dados do IBGE (2019), o Brasil tem uma projeção populacional de cerca de 210 milhões de habitantes, e já no ano de 2008, cerca de 95% da população possuía acesso à rede elétrica, dos quais 85% correspondem o setor residencial (ANEEL, 2008).

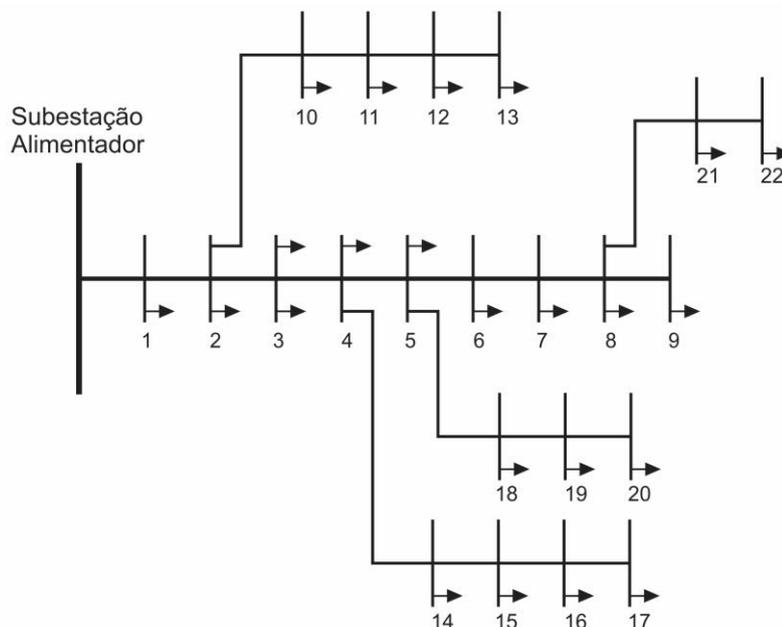
No cenário atual, os sistemas de transmissão possuem a maior malha elétrica do setor. Em 2017 este segmento representava uma vastidão de 141.388 km de linhas espalhadas em seu território, havendo ainda a expectativa de aumentar aproximadamente 40.000 km até 2023 (ONS, 2019).

Compõe-se neste segmento de transmissão, níveis de altas tensões que variam de 69 kV a 800 kV, no modelo de corrente alternada e corrente contínua. Essa elevação nos níveis, dentre outras justificativas, está relacionada a redução das perdas do sistema, que estão na faixa de 4% do total gerado (ANEEL, 2014).

Nas extremidades dos sistemas de transmissão se encontram grandes números de subestações que, com transformadores de potência e dispositivos de controle e proteção, redimensionam os níveis de tensão para o segmento de distribuição. Este, por outro lado, de forma pulverizada despacha as potências aos seus alimentadores e, conseqüentemente, aos consumidores. As tensões nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) operam em níveis mais baixos, variando de 127 V a 35,5 kV, entre a rede secundária e a rede primária.

Uma característica própria dos SDEE é seu modelo tipicamente radial, formando uma estrutura em árvore. Nesta representação, os alimentadores da subestação seriam as raízes, enquanto que os ramos representam os demais pontos da distribuição (ABUR; EXPÓSITO, 2004). A Figura 2.1 representa a estrutura radial de uma rede de distribuição.

Figura 2.1 – Estrutura Radial de um SDEE de 22 barras.



Fonte: Autor.

Para que as exigências mínimas de qualidade de produto e de serviço sejam correspondidas, o setor elétrico necessita receber altos investimentos constantemente. Um fator que deve ser considerado nestes investimentos é o

dimensionamento do sistema, que necessita ser realizado de forma a atender plenamente os horários de pico de demanda (MILBRADT, 2015). Como consequência destes momentos de pico, o sistema além de operar em estado crítico durante poucas horas do dia, pode sofrer faltas não programadas.

2.2. Evolução dos Sistemas Inteligentes

Até o fim do século XX, os SEP possuíam a operação em controle local. O gerenciamento e suas composições, como a proteção, o chaveamento, o controle de geração e a regulação de tensão, eram executados localmente. Este modelo se justificava pois as unidades geradoras dos sistemas ficavam próximas aos centros de cargas e, em consequência, o sistema não possuía interligação (NASCIMENTO, 2008). No entanto, ainda na década de 70, Dy Liacco (1974) já previa a necessidade da presença de sistemas de controle, monitoramento e supervisão, devido à complexidade da operação, a contínua expansão e a interligação dos SEP.

Como consequência a essa necessidade, Sistemas de Controle Supervisório e Aquisição de Dados (SCADA do inglês, *Supervisory Control and Data Aquisition*) foram implementados. No final da década de 60, frente a necessidade de prescrever estratégias efetivas e de veloz atuação no controle e na operação dos SEP, pesquisadores começaram a implementar modelos e estudos em função de uma atuação remota e sistemática, criando assim, o que chamamos de centros de controle. Os primeiros modelos de centros computadorizados foram implementados em meados de 1970, baseados nas tecnologias da época (NASCIMENTO, 2008), e a aplicação era exclusivamente nos sistemas de transmissão, uma vez que este era o setor mais fragilizados devido sua crescente expansão. Destaca-se ainda que a limitação funcional dos computadores exigia uma intensa otimização dos *softwares*, e a arquitetura do sistema computacional e do hardware era bem estreita (AZEVEDO; OLIVEIRA FILHO, 2001).

A aquisição de dados dos sistemas SCADA permitiu um melhor aproveitamento das funções dos dispositivos, entretanto, a operação ainda continuava não sendo coordenada, pois faltava comunicação de ações individuais entre os equipamentos do sistema (MELLO, 2018). Após este primeiro momento, considerado como primeira geração, o avanço do controle e da automatização do sistema ficou estagnado durante um longo período, visto que as tecnologias oriundas da eletrônica de potência e de

processamento de sinais e telecomunicação empregadas na época não eram capazes de oferecer melhores condições.

Paralelo a isso, estudos na época buscaram determinar o estado operativo, também conhecido como ponto de operação, dos SEP. Determinar as grandezas elétricas e os fluxos de carga do sistema tornou-se atrativo aos operadores, pois identificou-se que esta informação serve para a execução de outras análises. Dentre exemplos, o carregamento dos sistemas, suas contingências, possíveis ações de controle e segurança, uma melhor operação otimizada (técnica e econômica), a regulação de tensão e o próprio planejamento (FLOREZ, 2013).

O Fluxo de Potência (FP) é um dos métodos utilizados desde a década de 70 para determinar o perfil de tensão e os fluxos de carga nos sistemas. Este método permite a identificação de condições anormais na operação dos alimentadores das subtensões, como por exemplo, sobrecargas nas barras e/ou nas cargas. Entretanto, o estudo do FP é *off-line*, visto que leva em consideração apenas a topologia dos equipamentos do sistema. Assim, o cálculo deve ser realizado periodicamente ou quando há qualquer mudança na topologia ou nas cargas.

Dentre os métodos clássicos para a realização de cálculos do FP, destacam-se, cronologicamente, três:

- Método Newton-Raphson (TINNEY; HART, 1967);
- Método Gauss-Seidel (TREECE, 1969);
- Método Newton-Raphson desacoplado rápido (STOTT, B; ALSAÇ, 1973).

As diferenças entre os métodos basicamente se limitam no uso de memória e na velocidade da convergência matemática. O método de Newton-Raphson utiliza grande memória para montar a matriz Jacobiana dos elementos, porém, converge rapidamente, enquanto que o método Gauss-Seidel é mais lento na convergência, entretanto, utiliza pouca memória na montagem da matriz (KEYHANI; ABUR; HAO, 1989). A versão desacoplada do Método Newton-Raphson congela as iterações, simplificando a matriz jacobiana, e conseqüentemente, simplificando as expressões e reduzindo o tempo de cálculo.

Salienta-se que estes métodos podem apresentar problemas na convergência de redes radiais, principalmente devido à alta impedância em seus trechos e a disseminação e o grande número de barras da matriz da Admitância, e geralmente

suas aplicações são em sistemas de transmissão (MILBRADT, 2015). Porém, com o avanço de memória e processamento, além de novas ferramentas inseridas em *softwares* mais sofisticados, a convergência nestas redes não é mais um problema.

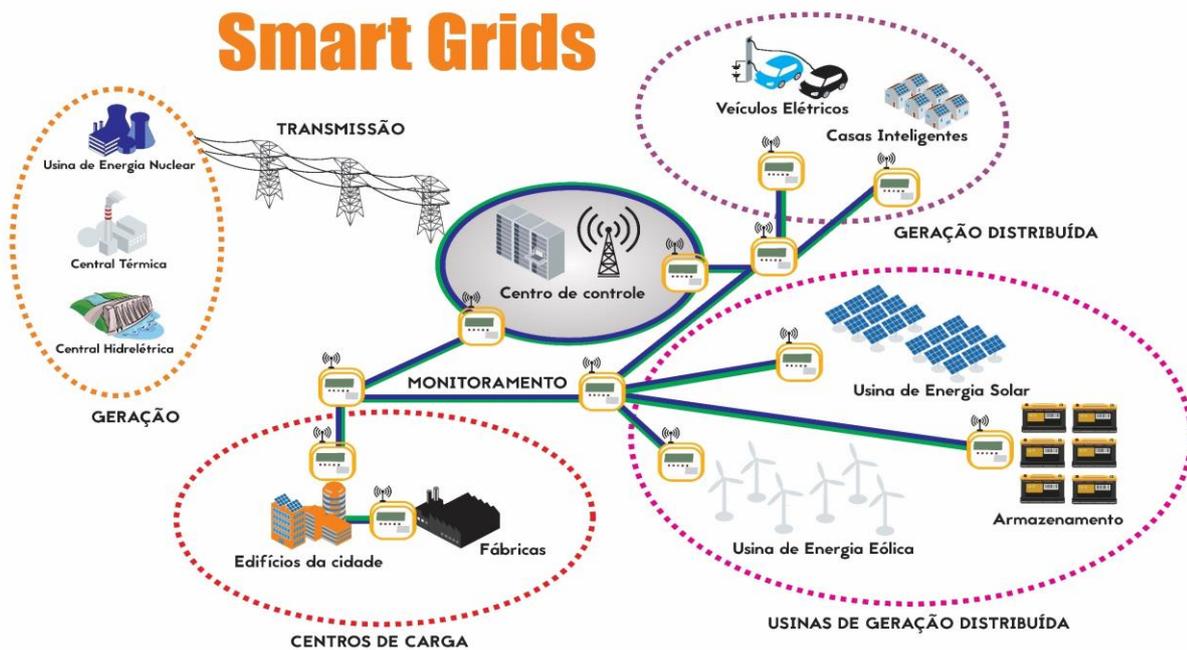
No início dos anos 2000, em consequência da implementação e do surgimento de novas tecnologias, novamente intensificaram-se os estudos no que diz respeito ao controle, monitoramento e automação das redes. Ao contrário do que aconteceu nas décadas de 70 e 80, desta vez a atenção voltou-se aos sistemas de distribuição, que evoluíram e atualmente apresentam os principais problemas, enquanto os estudos nos sistemas de transmissão já estão praticamente estabelecidos.

Neste período, surgiram conceitos que hoje são conhecidos como *Smart Grids*. Em 2001, Andres Carvallo definiu-as como (CARVALLO; COOPER, 2001):

As *Smart Grids* compõem a integração de uma rede elétrica, uma rede de comunicação, software, hardware para monitorar, controlar, e gerenciar a geração, distribuição, armazenamento e consumo de energia. A *Smart Grid* do futuro será distribuída, será interativa, será auto regenerativa, e terá comunicação com todo e qualquer dispositivo. (CARVALLO; COOPER, 2001, p. 1, tradução nossa).

Em outras palavras, são a composição de rede elétrica com tecnologias de monitoramento, controle e automação, de forma remota e em tempo real. O resumo estrutural de uma *Smart Grid* se apresenta na Figura 2.2.

Neste modelo de *Smart Grids*, em uma situação ideal, o monitoramento deveria ser abrangente. Para isso, destaca-se a importância dos medidores inteligentes distribuídos na rede. Estes equipamentos poderiam, além de apresentar a demanda instantânea e índices de confiabilidade, auxiliar no planejamento das redes. Tal condição se daria pelo fato que, conhecendo o real estado em cenários de contingência, este índice poderia ser utilizado com maior precisão para o dimensionamento futuro dos equipamentos. Ressalta-se, entretanto, que os chamados medidores inteligentes possuem divergências em suas funcionalidades dentre os produtos de diferentes fabricantes atuais. Isto é, nem todos medidores que estão presentes no mercado possuem a capacidade de fornecer esses dados. Em um cenário futurístico, entende-se que esta será a tendência.

Figura 2.2 – Estrutura de uma *Smart Grid*.

Fonte: Autor.

Ainda, os medidores inteligentes do futuro poderiam servir como informação para tomada de decisões na operação, como por exemplo, a resposta à demanda. Neste caso, o centro de controle comunicaria os medidores e solicitaria que estes reduzissem o consumo em cenários próximos de sobrecarga, entretanto, mantendo o conforto dos consumidores. Alguns exemplos de funções de controle que poderiam estar associados aos medidores inteligentes do futuro:

- Tarefas postergadas: atividades que não tem tanta necessidade de serem realizadas em momentos críticos seriam postergadas, como por exemplo, o uso da lavadora de roupas ou o carregamento de veículos elétricos;
- Controle remoto dos consumidores: por exemplo, desligamentos ou bloqueios da energia elétrica poderiam ser efetuados sem a necessidade de mandar um técnico;
- Uso pré-pago/controle de energia: parecido com os modelos adotados na telefonia celular, o consumidor poderia inserir créditos e utilizar a energia elétrica ao valor correspondente;
- Recurso estratégico: tanto para a concessionária como para o consumidor, este dispositivo poderia fornecer a demanda em tempo real ou em dado período, o custo da tarifa na hora vigente (já considerando a Tarifa Branca) e o detalhamento do faturamento, além de poder fornecer a própria fatura.

Nas *Smart Grids*, as informações obtidas pelos medidores inteligentes são enviadas a centros de supervisão, controle e gestão, que após a interpretação, tomariam decisões e efetuariam de forma ativa, ações de operação. A literatura apresenta alguns modelos e seus nomes respectivos, como, os Sistemas de Automação da Distribuição (DA do inglês, *Distribution Automation System*), o Gerenciamento Ativo de Sistemas de Distribuição (ADMS do inglês, *Active Distribution Management System*) e a Infraestrutura de Medição Avançada (AMI do inglês, *Advanced Metering Infrastructure*). Em resumo, um sistema de distribuição inteligente é capaz de remotamente realizar o monitoramento, e de forma automatizada realizar reparos na operação, gerando a característica de auto-regeneração.

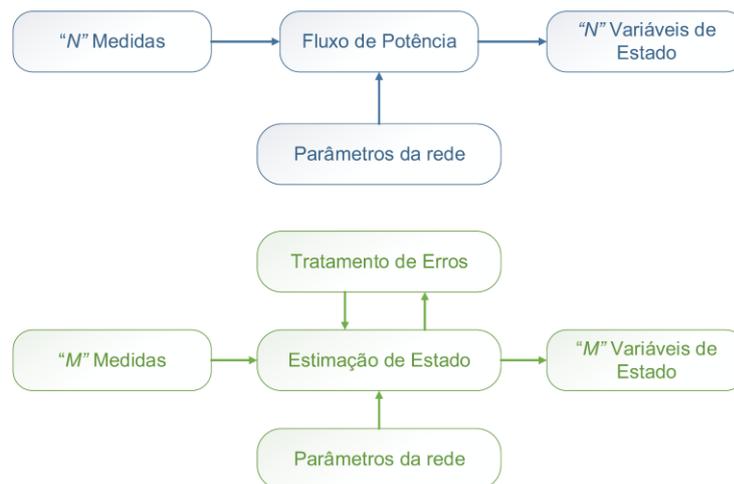
2.3. Estimador de Estados

Nas atuais redes de distribuição, entretanto, a medição abrangente em um grande número de barras é apenas utópica. Em consequência, métodos de estimar os estados da rede, antes aplicados apenas nos sistemas de transmissão, vem sendo aplicados atualmente nos sistemas de distribuição. O método de EE aplicado à sistemas de potência foi apresentado por Fred Schweppe et al. em 1970 em três publicações, sendo a primeira em um modelo exato, a segunda em um modelo aproximado e a terceira a implementação dos modelos (SCHWEPPE, 1970; SCHWEPPE; ROM, 1970; SCHWEPPE; WILDES, 1970). A partir destas publicações, novas metodologias foram implementadas, e o conhecimento acerca do tema foi dissolvido em livros e teses, enriquecendo a literatura (ABUR; EXPÓSITO, 2004; BARAN; KELLEY, 1994; CASTREJÓN; EXPÓSITO, 2001; FRAZÃO, 2012; MONTICELLI, 1999; MURARI, 1986; NANNI, 2009; NUQUI, 2001; PEREIRA, 2005; PERIÑÁN; EXPÓSITO, 1999).

Como citado anteriormente, o Fluxo de Potência (FP) é capaz de determinar todas as grandezas elétricas nas barras e nos ramos dos sistemas em resposta à topologia utilizada para seu cálculo. Em outras palavras, é uma ferramenta que leva em consideração apenas um cenário topológico e já conhecido pelo operador, na qual, qualquer modificação na operação invalidaria os resultados. O EE, por outro lado, constitui em seus algoritmos a inserção de telemidas obtidas pelo Sistema Supervisório SCADA, tornando a análise mais fiel ao cenário real. Assim, o EE insere e deixa *setada* na matriz Jacobiana dos estados, alguns pontos de referência, e dentre

outros critérios, realiza os cálculos a partir do método proposto. Ademais, o EE pode ser executado constantemente, uma vez que alterações nos cenários poderão ser identificados pelos medidores que comunicarão o SCADA em tempo real. Assim sendo, o EE é um método *online* de operação, que leva em consideração algumas medições distribuídas na rede, sendo considerado por muitos um avanço do estudo do FP. O Fluxo de Potência e o Estimador de Estados podem ser comparados na Figura 2.3.

Figura 2.3 – Comparação entre o Fluxo de Potência e o Estimador de Estados.



Fonte: Adaptado de (MURARI, 1986).

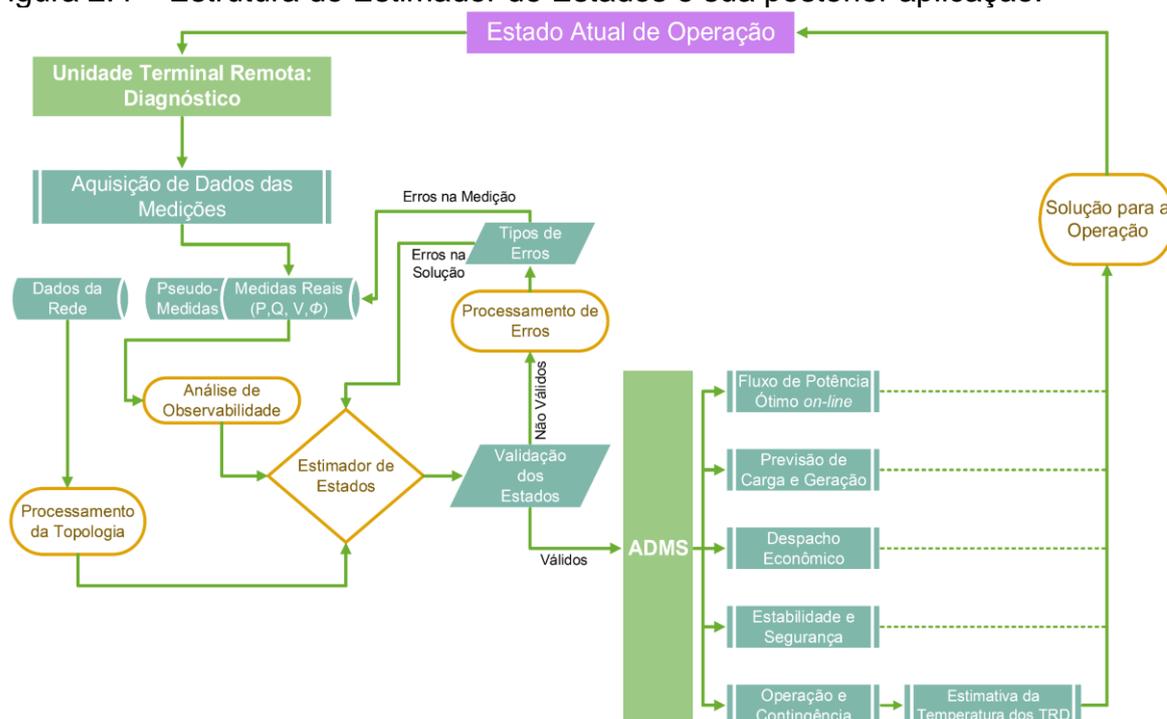
Para que o EE funcione, entretanto, o número de variáveis medidas deve ser maior ou igual que o número de variáveis de estados que se deseja estimar. Na condição de um cenário composto por um grande número de medidores, poderá se dizer que os resultados estimados serão melhores. Ainda, quanto mais medidores presentes na rede, maior são as chances do cenário ser (quase) totalmente observável. A presença de mais medidas que o necessário faz com que surjam medidas com redundância, e estas podem auxiliar o estimador na detecção, identificação e tratamento de erros. Conforme (ABUR; EXPÓSITO, 2004), um EE clássico possui as seguintes funções:

- Processamento de Topologia: reúne os estados, as informações dos elementos (disjuntores, chave, equipamentos etc.) e configura o diagrama do sistema;
- Análise de Observabilidade: identificação de elementos, ramos e ilhamentos com barras não assistidas no que diz respeito às medidas. A partir desta análise, traça uma solução de estimativa de estado para todo o sistema em função das medidas disponíveis;

- Validação dos Estados e Processamento de Erros: em conjunto com as medições, identifica erros grosseiros, seja em função do próprio estimador ou mesmo em função das medições apresentadas. Necessita redundância suficiente na configuração de medição;
- Processamento de Parâmetros: estima os parâmetros da rede, como modelos de linhas de transmissão, *tap* do transformador, potência reativa fornecida por bancos *shunt* de capacitores e reatores. Identifica erros estruturais como chaves e disjuntores. Necessita redundância suficiente na configuração de medição;
- Estados Finais: apresenta a solução final dos estados, após todo o processo de estimação. Geralmente o EE está vinculado à algum sistema de Gerenciamento Ativo de Sistemas de Distribuição (ADMS).

Uma forma didática de compreender a inserção e o funcionamento geral do EE é apresentada na Figura 2.4. Em resumo, o EE, desde que validado, é capaz de detectar os estados onde não há a presença de medidores através do teste de FP, enquanto nos pontos onde se conhecem as medidas, é realizada a análise comparativa de desvios. Após este processo, os estados estimados resultantes do EE podem servir como informação para outros estudos.

Figura 2.4 – Estrutura do Estimador de Estados e sua posterior aplicação.



Fonte: Autor.

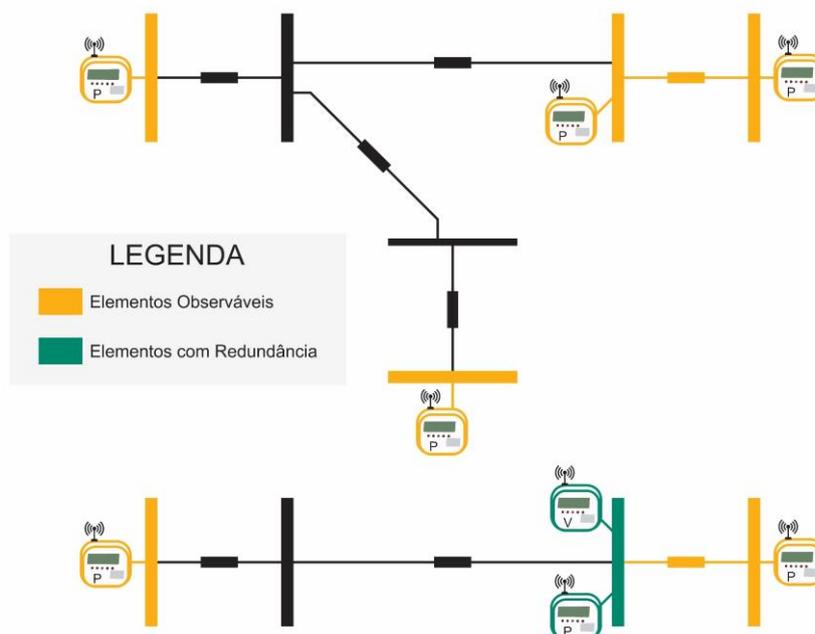
Segundo (ABUR; EXPÓSITO, 2004), os dados de entrada para o funcionamento do EE são:

- Topologia e parâmetros da rede conhecida (R, L, C, posição dos *tap's* dos transformadores, posição e situação das chaves etc.);
- O modelo matemático ou a representação unifilar do sistema;
- Os distintos tipos de medida:
 - Medidas Reais (telemidas): obtidas em tempo real através dos sistemas supervisórios SCADA ou de gerenciamento ativo ADMS. Exemplos de medidas são tensões nas barras, injeção de potência ativa e potência reativa nos ramos, e ângulo de fase nas barras e/ou nas cargas;
 - Pseudo-medidas: valores obtidos através de dados históricos existentes em um banco de dados. Possuem menos precisão que as medidas reais;
 - Medidas virtuais: não precisam ser medidas, pois já se conhecem seus valores (exemplo, o quanto de potência uma subestação está despachando é do conhecimento do operador).
- Definição dos parâmetros de medida, limites de erros e a validação do algoritmo: índices de erros toleráveis pelo estimador para execução e correção de fatores. Algumas definições comuns são detalhadas abaixo:
 - Erro Relativo percentual: razão entre o erro absoluto e o erro exato;
 - Erro de Classe: a classe de erro máximo que a medida pode ter em função de um padrão conhecido;
 - Erro de Histerese: o instrumento de medição apresenta diferentes leituras mesmo que o valor medido tenha permanecido inalterado.

2.3.1 Observabilidade e Redundância da Rede

Existem dois conceitos importantes na estimação de estados, que são a observabilidade e a redundância. A redundância é definida em situações onde o número de medições é excedente em função da quantidade de variáveis que se deseja estimar. A observabilidade absoluta pode ser definida como o estado do conhecimento e a determinação de todas as variáveis elétricas em consequência de medições suficientemente redundantes para todos os nós e ramos do sistema que se deseja estimar. A Figura 2.5 apresenta graficamente cenários de Observabilidade e Redundância de medidas na rede.

Figura 2.5 – Observabilidade e Redundância de Medidas.



Fonte: Autor.

2.3.2 Métodos Clássicos de Estimação de Estados

A Literatura apresenta variações nas aplicações do estudo de EE, onde basicamente giram em torno de métodos de estimadores heurísticos, estimadores estatísticos e estimadores proporcionais. Para a aplicação específica nos SEP e conseqüentemente nas *Smart Grids*, os autores mais renomados do assunto trabalham com o modelo estatístico de estimação. Dos métodos estatísticos de EE, a literatura apresenta e destaca os seguintes:

- Método dos Mínimos Quadrados Ponderados (WLS do inglês, *Weighted Least Squares*);
- Método dos Mínimos Valores Absolutos Ponderados;
- Método da Mínima Mediana dos Resíduo Quadrados;
- Método das Equações Normais com Restrições;
- Método com Transformações Ortogonais;
- Método Híbrido;
- Método da Matriz Aumentada de Hachtel;
- Método das Pseudoinversas;
- Método da Matriz Aumentada por Blocos.

Aponta-se que o WLS é o método mais fortalecido e aplicado aos sistemas elétricos. Destaca-se também que o *software* utilizado para a realização das simulações da aplicação na metodologia deste trabalho utiliza o WLS em seus algoritmos de soluções. Desta forma, a revisão dos equacionamentos deste método é apresentada em sua subseção, a partir do referencial teórico amplamente difundido na literatura. Os demais métodos podem ser encontrados na literatura (ABUR; EXPÓSITO, 2004; MONTICELLI, 1999; MURARI, 1986), e assim, não serão apresentados neste trabalho.

2.3.2.1. Método dos Mínimos Quadrados Ponderados

Motivado por blecautes e faltas devido às instabilidades do sistema elétrico americano na década de 60, pesquisadores da época começaram a estudar formas de monitoramento e determinação dos estados de operação da rede para uma melhor compreensão dos cenários. Em 1970, F. C. Schweppe apresentou o algoritmo do WLS para a estimação de estados de sistemas elétricos em três de seus trabalhos (SCHWEPPE, 1970; SCHWEPPE; ROM, 1970; SCHWEPPE; WILDES, 1970). Atualmente, este método é considerado o modelo de EE estatístico mais tradicional e difundido. Este método é detecta e identifica erros grosseiros, instaura o estudo de observabilidade do sistema, determina os estados da rede comparando com o Fluxo de Potência a partir do vetor de resíduos e possui uma alta eficiência computacional.

Os equacionamentos a seguir descritos foram baseados nas soluções e estudos dos autores (ABUR; EXPÓSITO, 2004; SCHWEPPE, 1970; SCHWEPPE; ROM, 1970; SCHWEPPE; WILDES, 1970). O objetivo desta solução é minimizar o erro e entre o modelo não linear de medição $\mathbf{h}(x)$ e o vetor de medidas \mathbf{z} , ajustando as variáveis de estados x conforme a Equação (2.1).

$$\mathbf{z} = \begin{bmatrix} \mathbf{z}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{z}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{h}_1(x_1, \dots, x_n) \\ \vdots \\ \mathbf{h}_m(x_1, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{e}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{e}_m \end{bmatrix} = \mathbf{h}(x) + \mathbf{e} \quad (2.1)$$

sendo:

\mathbf{z} um vetor coluna de dimensão m a representação de um conjunto de medidas;

x um vetor de dimensão n a representação das variáveis dos estados;

\mathbf{e} um vetor coluna de dimensão m a representação de erros desconhecidos;

$\mathbf{h}(x)$ um modelo não linear que relaciona a medida i com o vetor de estados x ;

Geralmente se assume que erros individuais e_i tem um valor esperado igual a zero $\mathbf{E}(e_i) = 0$ e seguem a distribuição gaussiana com desvio padrão σ_i (Apêndice B). Ainda, assume-se que os erros individuais são independentes, possuindo um valor esperado do produto de seus desvios padrão igual a zero $\mathbf{E}(\sigma_i \sigma_j) = 0$. A partir destas suposições, pode-se considerar que um estado x que minimiza o erro médio quadrado, normalizado com seus desvios padrão, é considerado o estado do sistema mais provável em relação ao vetor de medidas \mathbf{z} .

A covariância do conjunto de erros $\text{cov}(\mathbf{e}) = \mathbf{E}(\mathbf{e} \cdot \mathbf{e}^T) = \mathbf{R}$, é igual a variância (\mathbf{R}). Esta pode ser definida conforme apresentado na Equação (2.2).

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & & \\ & \ddots & \\ & & \sigma_m^2 \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Em (2.1), como os erros e são variáveis aleatórias, em consequência, as medidas \mathbf{z} também são. Entretanto, uma vez que \mathbf{z} tem distribuição gaussiana com média $\mathbf{h}(x)$ e variância \mathbf{R} , a função de densidade de probabilidade de \mathbf{z} pode se escrever como (2.3), assumindo que $\mathbf{W} = \mathbf{R}^{-1}$:

$$f(\mathbf{z}) = (\sqrt{2\pi})^{-m} |\mathbf{W}|^{(1/2)} e^{-\frac{1}{2} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(x)]^T \mathbf{W} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(x)]} \quad (2.3)$$

Maximizar a função $f(\mathbf{z})$ da Equação (2.3) é o mesmo que minimizar o termo quadrático do expoente (2.4):

$$\mathbf{J}(x) = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(x)]^T \mathbf{W} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(x)] = \sum_{i=1}^m \frac{[\mathbf{z}_i - \mathbf{h}_i(x)]^2}{\sigma_i^2} \quad (2.4)$$

sendo $\mathbf{J}(x)$ a função objetivo.

Como o estimador da máxima probabilidade minimiza o erro quadrático ponderado com a exatidão das medidas, a solução da estimação dos mínimos quadrados ponderados de (2.4) proporciona um vetor de estados estimados \hat{x} que satisfaz a condição de otimização da Equação (2.5).

$$\frac{\partial \mathbf{J}(x)}{\partial x} = 0 \leftrightarrow \mathbf{g}(\hat{x}) = \mathbf{H}^T(\hat{x}) \mathbf{W} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{x})] = 0 \quad (2.5)$$

onde $\mathbf{H}(x)$ é a matriz jacobiana da função não linear $\mathbf{h}(x)$:

$$\mathbf{H}(x) = \frac{\partial \mathbf{h}(x)}{\partial x} \quad (2.6)$$

A Equação (2.5) tem validade, uma vez que podemos afirmar que \hat{x} é um vetor de estados estimados que possui máxima verossimilhança. Esta propriedade é desejada para um estimador que segue a estatística matemática clássica, e que considera, para sua beneficência, sua própria variância. Pode-se dizer que minimizar a função $\mathbf{J}(x)$ é encontrar a função de estado que faz com que a distância entre as medidas reais e as medidas estimadas seja mínima. Este estimador ainda, possui as seguintes propriedades:

- Imparcialidade: o valor esperado do vetor de estados estimados é igual (ou muito próximo da fidelidade) dos estados reais $\mathbf{E}(\hat{x}) = x$;
- Suficiência: Utiliza toda a informação estatística existente na amostra;
- Eficiência: Alcança a dimensão de *Cramer-Rao* (KASHYAP; RAO, 1976):

$$-\mathbf{E} \left[\left(\frac{\partial \ln f(x, \theta)}{\partial \theta} \right) \left(\frac{\partial \ln f(x, \theta)}{\partial \theta} \right)^T \right] \quad (2.7)$$

- Consistência: $\hat{x}_m \rightarrow x$ se, e apenas se $m \rightarrow \infty$.

A solução de \hat{x} da equação não linear (2.5) pode-se obter a partir de um método iterativo na qual o vetor de estado na k -ésima iteração é x^k e em cada iteração, fazendo a correção $\Delta x^k = x^{k+1} - x^k$, a seguinte equação se resolve:

$$\mathbf{A}(x^k) \Delta x^k = -\mathbf{H}^T(x^k) \mathbf{W}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(x^k)] \quad (2.8)$$

Em (2.9), a matriz $\mathbf{A}(x^k)$ é uma matriz completa (não vetor singular) que depende da aplicação de algum método numérico. Na iteração, a sequência de pontos x^k gerada pelo método iterativo convergirá para a solução de (2.5). A dependência de x será omitida na sequência, simplificando a notação. Um dos métodos que garante a convergência quadrática é o método iterativo de Newton (TINNEY; HART, 1967), na qual a matriz $\mathbf{A}(x)$ é dada por:

$$\mathbf{A}(x) = \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial x} \quad (2.9)$$

sendo o elemento ij -ésimo de $\partial \mathbf{g}/\partial x$ (2.10):

$$\frac{\partial \mathbf{g}_i}{\partial x_j} = \left(\frac{\partial^2 \mathbf{h}(x)}{\partial x_i \partial x_j} \right)^T \mathbf{W}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(x)] - \left(\frac{\partial \mathbf{h}}{\partial x_i} \right)^T \mathbf{W} \left(\frac{\partial \mathbf{h}}{\partial x_j} \right) \quad (2.10)$$

Os termos das derivadas segundas são ignorados pelo método de Newton, e assim, a matriz $\mathbf{A}(x)$ pode ser representada por (2.11), transformando a Equação (2.8) na Equação (2.12):

$$\mathbf{A}(x) = \mathbf{H}^T(x) \mathbf{W} \mathbf{H}(x) \quad (2.11)$$

$$\mathbf{G}(x) \Delta x = \mathbf{H}^T(x) \mathbf{W} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(x)] \quad (2.12)$$

$\mathbf{G}(x)$ é uma matriz de Ganho (ou matriz Hessiana) do vetor $\mathbf{J}(x)$. Esta matriz é dispersa, simétrica e definida sendo positiva, de modo a garantir a observabilidade do sistema. $\mathbf{G}(x)$ representa-se por:

$$\mathbf{G}(x) = \mathbf{H}^T(x) \mathbf{W} \mathbf{H}(x) \quad (2.13)$$

A equação (2.12) é a equação padrão do problema dos mínimos quadrados ponderados. Sua resolução pode ser facilmente obtida mediante a fatoração triangular da matriz de ganho, conforme (2.14):

$$\mathbf{G} = \mathbf{U}^T \mathbf{U} \quad (2.14)$$

sendo \mathbf{U} uma matriz triangular superior.

Para resolver a diferença Δx , faz-se eliminação antecipada e substituição para trás da equação, conforme:

$$(\mathbf{U}^T \mathbf{U}) \Delta x = \mathbf{H}^T \mathbf{W} \Delta \mathbf{z} \quad (2.15)$$

sendo, $\Delta \mathbf{z} = \mathbf{z} - \mathbf{h}(x)$.

O vetor de estados estimados \hat{x} , portanto, pode ser obtido a partir de iterações dada pela Equação (2.16). A condição de parada será quando $|\Delta \hat{x}^k|_{\text{máx}} \leq \text{erro}_{\text{definido}}$.

$$\begin{cases} [\mathbf{H}^T(\hat{x}^k) \mathbf{W} \mathbf{H}(\hat{x}^k)] \Delta \hat{x}^k = \mathbf{H}^T(\hat{x}^k) \mathbf{W} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{x}^k)] \\ \hat{x}^{k+1} = \hat{x}^k + \Delta \hat{x}^k \end{cases} \quad (2.16)$$

Para fins de simplificação no entendimento da equação, podemos reescrever (2.16) conforme apresentado em (2.17).

$$\begin{cases} [\mathbf{H}^T(\hat{x}^k)\mathbf{W}\mathbf{H}(\hat{x}^k)]\Delta\hat{x}^k = \mathbf{H}^T(\hat{x}^k)\mathbf{W}\mathbf{r}(\hat{x}^k) \\ \hat{x}^{k+1} = \hat{x}^k + \Delta\hat{x}^k \end{cases} \quad (2.17)$$

O segmento da equação $\mathbf{r}(\hat{x}^k) = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{x}^k)]$ representa os elementos do vetor de resíduos das medidas na k -ésima iteração. Este vetor de resíduos é conjunto de erros entre os valores das medidas reais e da função não linear que a associa com os estados estimados.

Um dos problemas desta solução é que o vetor \hat{x} não garante a fidelidade dos estados reais, podendo conter erros grosseiros associados. Estes erros grosseiros, por consequência, poderiam tornar os estados estimados inválidos, de modo que a solução não fosse concisa e coerente. Para solucionar isso, muitos algoritmos realizam o Teste Normalizado dos Resíduos, que em termos gerais, correlaciona (a partir da covariância dos elementos) os resíduos $\mathbf{r}(x)$ de todos os estados presentes no modelo. O método calcula a matriz de covariância de resíduos δ_R (2.18) e aplica o resíduo normalizado da medida i (2.19).

$$\delta_R = \mathbf{W} - \mathbf{H}(\mathbf{H}^T\mathbf{R}\mathbf{H})^{-1}\mathbf{H}^T \quad (2.18)$$

$$\mathbf{r}_i^n = \frac{\mathbf{r}_i}{\sigma_{\mathbf{r}_i}} \quad (2.19)$$

sendo \mathbf{r}_i o resíduo do estado medido i e $\sigma_{\mathbf{r}_i} = \sqrt{\delta_{R_{ii}}^{-1}}$ seu desvio padrão.

Em resumo, o algoritmo do estimador modelado pelo WLS segue os passos de funcionamento descritos (ABUR; EXPÓSITO, 2004; FLOREZ, 2013; PAIVA, 2010):

- Passo 1 → A partir da iteração $k = 0$, inicia-se o contador de iterações i ;
- Passo 2 → Realiza-se a escolha adequada do vetor de medidas \mathbf{z} ;
- Passo 3 → Valores de variáveis de estado \hat{x}^k são iniciados, assumindo geralmente um perfil de plano para as tensões e potência ativa;
- Passo 4 → O vetor de medidas é calculado de modo a obter-se a relação com o vetor de estados $\mathbf{h}(x^k)$;
- Passo 5 → Determina-se o resíduo $\mathbf{r}(\hat{x}^k)$;
- Passo 6 → Realiza-se o Teste de Resíduo Normalizado. Se os resultados forem conforme o esperado, avança-se a execução. Caso haja alguma inconsistência, retorna-se ao Passo 2;

- Passo 7 → Determina-se a matriz jacobiana $\mathbf{H}(\hat{x}^k)$;
- Passo 8 → Determina-se a matriz do Ganho $\mathbf{G}(\hat{x}^k)$;
- Passo 9 → Determina-se a variação do erro $\Delta\hat{x}^k = \mathbf{G}^{-1}\mathbf{H}(\hat{x}^k)^T\mathbf{W}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{x}^k)]$;
- Passo 10 → Verifica se o critério de condição de parada $|\Delta\hat{x}^k|_{máx} \leq \text{erro}_{\text{definido}}$ é atendido. Caso positivo, encerra-se a execução. Do contrário, avança-se ao Passo 11;
- Passo 11 → Faz-se a atualização da iteração $\hat{x}^{k+1} = \hat{x}^k + \Delta\hat{x}^k$. A iteração atual fica $k = k + 1$ e o Passo 5 é retomado.

2.3.3 Tipos de Erros em Estimação de Estados

A qualidade do EE depende, principalmente da qualidade das medidas reais obtidas. Em outras palavras, o algoritmo do EE entende, em um primeiro momento, que os estados reais e conhecidos estão corretos.

Um bom EE é capaz de detectar e corrigir erros durante seu processo de validação, conforme apresentado nos passos gerais de funcionamento. O método da normalização de resíduos (2.19) é uma das formas que a literatura aponta como solução para correção. Segundo Hugo Ruiz Flórez (2013), os principais erros presentes no EE são:

- *Erros Normais*: faixa de $\pm 3\sigma$, onde σ é o desvio padrão dos erros das medidas;
- *Erros Grosseiros*: erros fora da faixa de $\pm 3\sigma$. Por serem de grande impacto, sua presença pode interferir na convergência ou mesmo na validação dos estados estimados. Um bom estimador é capaz de atenuar estes erros até um ponto satisfatório. Podem ser subdivididos em:
 - *Erros não iterativos*: iteração dos resíduos entre si é fraca;
 - *Erros iterativos*: existe uma correlação e associação de erros entre os resíduos das medidas e do processo de iteração:
 - *Conformativo*: o efeito é encoberto pelos resíduos das medidas que contém erros grosseiros. Geralmente medidas com esse tipo de erros apresentam resíduos normalizados consideravelmente pequenos;
 - *Não-conformativo*: ao contrário do anterior, o efeito não é camuflado pelos resíduos e as medidas com esse tipo de erro apresentam resíduos normalizados elevados.

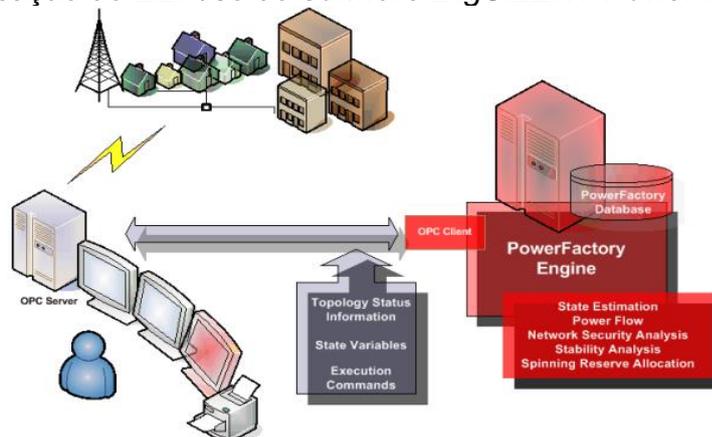
2.3.4 Estimador de Estados em SDEE

Diferente da topologia dos sistemas de transmissão, os SDEE apresentam características que podem complicar a execução dos algoritmos de FP, e conseqüentemente, dos modelos desenvolvidos de EE. Dentre as implicações na execução, os grandes desafios da implementação são devidos a elevada impedância nos trechos, a grande relação de R/X dos elementos, a matriz admitância ser esparsa devido ao modelo de rede radial, além do grande número de barras e ramos.

Entretanto, mesmo com estes desafios, vários pesquisadores desenvolveram estudos de EE aplicados aos sistemas de distribuição (EXPÓSITO; JAÉN; RAMÍREZ IZAGA, 2007; LOPES, 2008; MILBRADT, 2015; NI et al., 1992; PAIVA, 2010; PEREIRA, 2015; RANKOVIĆ; MAKSIMOVIĆ; SARIĆ, 2014). A partir destes e de outros estudos, verificou-se nos últimos anos que o método de estimação de estados aplicado aos sistemas de distribuição contribuiu nos estudos e no avanço das *Smart Grids*. Empresas desenvolvedoras de *softwares* voltados aos sistemas elétricos e SDEE vem incorporando este algoritmo em suas soluções, justamente por identificar a relevância e a importância do estudo.

O *DigSILENT Power Factory*, tomado como exemplo, tem algoritmos de correção dos possíveis erros da aplicação dos métodos de FP e EE em sistemas radiais de distribuição. Além disso, este programa pode ser incorporado a plataformas de gestão em tempo real, de modo a fazer a aquisição de dados e o processamento quase que instantâneo. O uso de ferramentas computacionais como este programa, portanto, contribuem aos estudos de operação dos sistemas de distribuição. A Figura 2.6, apresenta a aplicação do EE via *software DigSILENT Power Factory*.

Figura 2.6 – Aplicação do EE: uso do *software DigSILENT Power Factory*



Fonte: (GMBH DIGSILENT, [s.d.]).

2.3.4.1. Índice de Aumento na Precisão da Estimação de Estados (IAPEE)

Em busca de uma melhor e criterial alocação dos medidores elétricos nos ramos da rede, em sua tese de doutorado, Milbradt (2015) desenvolveu um índice a qual denominou de Índice de Aumento na Precisão da Estimação de Estados (IAPEE). Este indicativo associa a média das incertezas das medidas utilizadas no EE com o seu peso ponderado. O IAPEE, portanto, pode auxiliar no estudo da inserção ou não de um medidor em um dado ponto, na qual, se o seu impacto for positivo, pode-se concluir que haverá benefícios na instalação de um medidor no ponto em análise (MILBRADT, 2015). O IAPEE pode ser descrito como:

$$IAPEE = \frac{\sum_{i=0}^n \varepsilon_i \omega_i}{\sum_{i=0}^n \omega_i} \quad (2.20)$$

onde:

ε_i : percentual da incerteza associada à medida i ;

ω_i : peso associado à medida i .

Salienta-se que em uma rede com um grande número de medidores, os erros no estimador irão tender a zero, e o IAPEE apresentaria uma solução nula, assim, sendo um cenário perfeito. Neste caso, portanto, conclui-se que quanto menor for o valor obtido pelo índice, melhor será o cenário de alocação de medidores (DA SILVA et al., 2018). Porém, não há outro estudo matemático ou vetorial que comprove a equação (2.20) além da apresentação do autor citado. Para a realização deste trabalho, o IAPEE é utilizado apenas para comprovação de cenários, uma vez que se deseja uma rede com poucas barras assistidas. Considera-se que cada medidor individual representa um elemento do vetor da Equação (2.20).

2.3.5 Estimador de Estados em Transformadores

O estudo do EE aplicado em transformadores surgiu no início da década de 90 (NI et al., 1992). Em 2001, autores (CASTREJÓN; EXPÓSITO, 2001) apresentaram o início das estimações dos estados dos *tap's* de transformadores usando um modelo baseado em diagrama de blocos. Este trabalho serviu como fomento para que outros autores buscassem soluções nas estimativas de estados de transformadores (CARO; VALVERDE, 2014; EKWUE; DANDACHI, 2005; HOUARI et al., 2013; LEITE; MANTOVANI, 2013; MELIOPOULOS, 2001; NELSON et al., 2015; SU et al., 2016).

Um ponto importante a ser destacado é que por mais que seja difícil a estimação dos estados nos enrolamentos dos transformadores, é possível a determinação dos estados em seus terminais. Portanto, conhecendo os estados nos barramentos (nós) da rede, e considerando que o trafo é um pequeno ramo/elemento do sistema conectado entre dois nós, pode-se dizer que sua estimativa de carregamento resulta do fluxo líquido dos estados estimados. Esta consideração é importante, uma vez que conhecer o carregamento dos transformadores é fundamental para poder estimar as temperaturas e o comportamento térmico, conforme se apresentará no capítulo seguinte. Assim, se utilizará o método da estimação de estados para determinar os estados de um sistema, e conseqüentemente, verificar o carregamento dos seus transformadores.

2.4. Considerações Finais do Capítulo

Este capítulo apresentou uma revisão teórica acerca do tema de Estimação de Estados inserido no âmbito das *Smart Grids*. Apresentaram-se aspectos gerais dos SDEE e o avanço dos sistemas inteligentes. Em seguida, apresentou-se a importância de conhecer os estados reais operativos das redes, e conseqüentemente, justificou-se a importância do estudo do EE. Apresentou-se o conceito geral do EE, e por fim, os equacionamentos e as etapas de funcionamento do cálculo do Método WLS, que corresponde o modelo com maior aceitabilidade pelos principais pesquisadores da área.

3. MÉTODO DO MODELO TÉRMICO EQUIVALENTE DE TRAFOS

A proposta deste estudo busca estimar os estados e os perfis de carregamento dos transformadores e, em consequência, estudar o comportamento térmico, durante sua operação. Ao conhecer estas condições, estudos de interesse podem ser realizados, como por exemplo, o planejamento, o estudo da qualidade e a alteração dos limites máximos operativos, a reconfiguração do despacho e da topologia, entre outros.

Neste capítulo, apresenta-se um breve referencial teórico do ponto de vista dos aspectos térmicos de transformadores. Ainda, o capítulo apresenta um resumo referencial de alguns pontos importantes encontrados em normas de associações internacionais, e por fim, apresenta a revisão de um dos modelos consolidados. A partir do entendimento desta teoria, será possível compreender facilmente a metodologia e os estudos dos capítulos seguintes.

3.1. Considerações Iniciais

Os transformadores são componentes elétricos, presentes nos sistemas, que transferem potência entre dois terminais elevando e baixando seus níveis de tensão. Em sua operação, existem aspectos que devem ser considerados, dentre eles, o seu desempenho térmico.

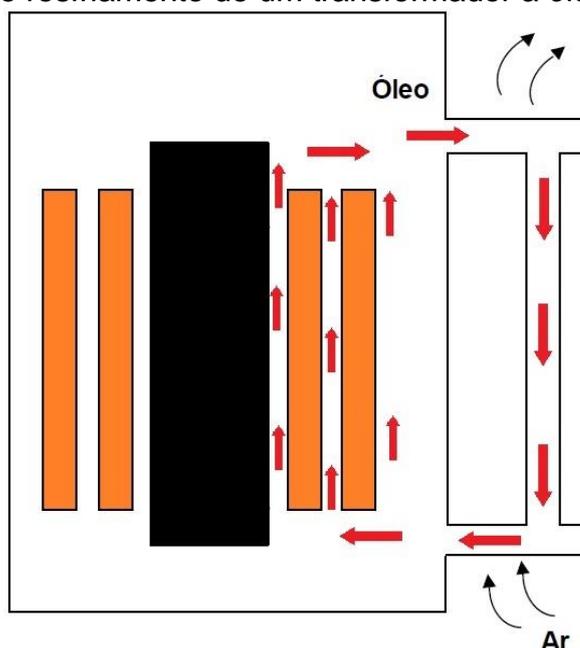
Conforme já conhecido desde os primórdios de sua utilização, a temperatura em transformadores afeta diretamente a sua vida útil (MCCONAHEY; FORTESCUE, 1913). Dentre possíveis condições que afetam sua temperatura operativa, aponta-se a temperatura ambiente, a circulação de ar e seu modelo de refrigeração, o projeto do tanque e a arquitetura do arranjo das bobinas. Assim, de modo a melhor seu funcionamento, cada parte do equipamento deve ser ventilada de acordo com suas necessidades individuais.

O sistema de isolamento dos transformadores, resumidamente, pode ser simplificado em aplicação de papel e óleo. Altas temperaturas nos transformadores podem degradar a qualidade do seu material isolante e, desta forma, alterar características físicas, comprometendo a durabilidade, o desempenho e a segurança (BARBOSA, 2005). Segundo Barbosa, acompanhar a qualidade desse isolamento durante sua vida útil é fundamental, uma vez que seu envelhecimento provoca oxidação, endurecimento do isolamento e por fim, perda da rigidez dielétrica e da resistência mecânica. Destaca-se também que índices de qualidade do isolamento e do equipamento (*Index Health* na terminologia inglesa), ao longo dos anos, vem sendo estudados (ASHKEZARI et al., 2012; JAISWAL; BALLAL; TUTAKNE, 2017; NADERIAN et al., 2008; RODINEI CARRARO, 2015; SONG; LI, 2014). Assim sendo, com clareza se identifica que a qualidade do material isolante (principalmente o óleo) possui relação direta à condição operativa e a vida útil equivalente do equipamento.

3.2. Aspectos Térmicos do Transformador

Segundo Feil (2015), o processo de resfriamento em transformadores consiste de um ciclo térmico cuja transferência do calor gerado pela parte ativa do transformador se move para o ambiente externo. O elemento responsável pela condução do calor é o óleo isolante. Este processo pode ser ilustrado conforme se apresenta na Figura 3.1.

Figura 3.1 – Modelo de resfriamento de um transformador a óleo.



Fonte: Adaptado de (FEIL, 2015).

Conforme se observa na Figura 3.1, o calor gerado no aquecimento dos enrolamentos durante a operação de carga é transferido ao óleo isolante. Este por sua vez, devidos a efeitos termodinâmicos, conduz as temperaturas quentes ao topo. Uma vez adequadas e bem dimensionadas no projeto, as aletas são responsáveis pela troca de temperatura com o ambiente externo. Por convecção natural, o óleo resfriado percorre as aletas e retorna ao tanque e assim, o processo se repete constantemente. Este modelo de resfriamento descrito e apresentado na Figura 3.1 é classificado por Óleo Natural com ventilação de Ar Natural (ONAN). Segundo a Comissão Internacional Eletrotécnica (IEC do inglês, *International Electrotechnical Commission*), os transformadores imersos a óleo podem ser classificados quanto a seu tipo de sistema de resfriamento (IEC 60076-1, 2004; IEC 60076-2, 2004; IEC 60076-3, 2004; WINDERS JR., 2002), conforme se apresenta no Quadro 3.1.

Quadro 3.1 – Classificação dos trafos devido ao sistema de resfriamento.

Designação IEC	Descrição
ONAN	Óleo Natural–Ar Natural (Refrigeração natural).
ONAF	Óleo Natural–Ar Forçado (Ventiladores).
ONAN/ONAF/ONAF	Óleo Natural–Ar Natural no estágio um, e nos dois estágios subsequentes é utilizado Óleo Natural–Ar Forçado.
ONAN/ONAF/OFAF	Óleo Natural–Ar Natural no estágio um, Óleo Natural–Ar Forçado no estágio dois e Óleo Forçado(Bombas)–Ar Forçado no estágio três.
ONAN/ODAF	Óleo Natural–Ar Natural no estágio um, no segundo estágio é utilizado Óleo–Direcional Forçado(Bombas)–Ar Forçado.
ONAN/ODAF/ODAF	Óleo Natural–Ar Natural no estágio um, e nos dois estágios subsequentes é utilizado Óleo–Direcional Forçado–Ar Forçado.
OFAF	Óleo Forçado–Ar forçado.
OFWF	Óleo Forçado–Água Forçada(Bombas de água para troca de calor).
ODAF	Óleo–Direcional Forçado–Ar Forçado.
ODWF	Óleo–Direcional Forçado–Água forçada.

Fonte: Adaptado de (IEC 60076-1, 2004; IEC 60076-2, 2004; IEC 60076-3, 2004; WINDERS JR., 2002).

3.3. Temperaturas do Transformador

A norma ABNT NBR 5356 (2007) e a norma ABNT NBR 5440 (2014) classificam os transformadores, devido suas temperaturas operativas, conforme três categorias:

- Classe 55°C: para transformadores imersos em óleo mineral isolante, cuja elevação da temperatura média dos enrolamentos não ultrapasse 55°C;
- Classe 65°C: para transformadores imersos em óleo mineral isolante, na qual a isolação dos enrolamentos (condutores e isolamento entre camadas) deve ser em papel termoestabilizado compatível com o óleo isolante e cuja elevação da temperatura média dos enrolamentos não ultrapasse 65°C;
- Classe 75°C: para transformadores imersos em óleo vegetal isolante, na qual a isolação dos enrolamentos pode ser em papel Kraft regular, papel termoestabilizado ou papel aramida, compatíveis com o óleo isolante. A elevação da temperatura média dos enrolamentos não deve ultrapassar 75°C.

A Tabela 3.1 apresenta os valores médios de elevação de temperatura para as três categorias descritas pelas normas (ABNT NBR 5356-1, 2007; ABNT NBR 5356-2, 2007; ABNT NBR 5440, 2014).

Tabela 3.1 – Elevação de Temperatura Média para TRD.

Temperatura	Limites de Elevação de Temperatura		
	°C		
	Classe 55°C	Classe 65°C	Classe 75°C
Média dos Enrolamentos	55	65	75
Ponto mais quente dos enrolamentos (<i>Hot-spot</i> na terminologia inglesa)	65	80	90
Topo do Óleo Isolante	50	60	70
Temperatura de Referência das perdas totais e impedância	75	85	95

Fonte: Adaptado de (ABNT NBR 5356-1, 2007; ABNT NBR 5356-2, 2007; ABNT NBR 5440, 2014).

Segundo alguns pesquisadores como Castrejón e Expósito (2001), Silva (2004), Elmoudi, Lehtonen e Nordman (2006), Yu Du et al. (2006), Jesus et al. (2006), Suechoey et al. (2008), Godec (2010), Feng, Wang e Jarman (2012), Honarmand et al. (2012), Song e Li (2014), Roslan et al. (2017), Feil (2019) e as normas NBR 5416 (1997), NBR 5356 (2007), NBR 5440 (2014), IEC 60076 (2004), ANSI/IEEE Std. C57.100 (1986), IEEE Std. C57.121 (1998), IEEE Std. C57.91 (1995; 2012) e IEEE

Std. C57.12.00 (2015), o projeto de transformadores deve respeitar as capacidades térmicas em certos pontos de referência, como por exemplo, a temperatura no topo do óleo, a temperatura no topo do duto das aletas e a temperatura nos enrolamentos e, conseqüentemente, de seu ponto mais quente. As mesmas referências apontam que o carregamento de potência nos transformadores diretamente impacta nas temperaturas operativas e no tempo de vida útil da máquina. O inverso também pode ser afirmado, isto é, uma vez conhecido os limites de temperatura e de tempo de vida em função de um fator médio dos ciclos de carregamento, pode-se estabelecer um aumento dos limites de carregamento no transformador em função de sua capacidade nominal, como os autores Jesus et al. (2006) sugerem em seu trabalho.

Segundo as normas (ABNT NBR 5416, 1997; ABNT NBR 5440, 2014; IEC 60076, 2004; IEEE STD C57.91, 1995; IEEE STD C57.91, 2012), a termodinâmica envolvida no modelo térmico dos transformadores leva em consideração as características apresentadas no Quadro 3.2.

Quadro 3.2 – Principais Variáveis necessárias para o Modelo Térmico.

Variável / Condição	Tipo de Variável / Descrição
Taxa de aumento médio da elevação da temperatura do ponto mais quente do enrolamento (<i>Hot-spot</i>), sobre a temperatura ambiente.	Temperatura, obtida em função da elevação da temperatura média do ponto mais quente (<i>Hot-spot</i>) do enrolamento, obtida sob carga nominal.
Taxa de aumento médio da elevação da temperatura do enrolamento sobre a temperatura ambiente.	Temperatura, obtida em função da elevação da temperatura média do enrolamento, obtida sob carga nominal.
Taxa de aumento médio da elevação da temperatura do topo do óleo sobre a temperatura ambiente.	Temperatura, obtida em função da elevação da temperatura média do topo do óleo, obtida sob carga nominal.
Taxa de aumento médio da elevação da temperatura do fundo do óleo sobre a temperatura ambiente.	Temperatura, obtida em função da elevação da temperatura média do fundo do óleo, obtida sob carga nominal.
Temperatura ambiente.	Temperatura Ambiente, mensurada durante a realização dos ensaios dos demais parâmetros.
Relação de perdas (perdas a vazio, perdas sob carga).	Perdas do equipamento, em função de sua carga nominal, para a referência base de operação.
Aspectos construtivos como Peso do tanque, Peso do núcleo e das bobinas, Tipo de condutor e Volume do Fluido.	Parâmetros construtivos do transformador.
Constantes de tempo térmica do trafo e dos seus enrolamentos, e expoentes de elevação de temperatura.	Constantes que dependem do sistema de resfriamento do transformador.

Fonte: Autor.

3.3.1 Influência da Temperatura Ambiente

Como apresentou-se no Quadro 3.2, a temperatura ambiente compõe a termodinâmica envolvida do comportamento térmico dos transformadores. Seu valor é somado aos valores de aumento de elevação durante a operação. O ideal é que se obtenha uma curva da variação da temperatura que acompanhe o mesmo período do carregamento do transformador, conforme sugerem as normas (IEC 60076, 2004; IEEE STD C57.91, 1995; IEEE STD C57.91, 2012). Entretanto, Feil (2015, 2019) e Barbosa (2005) sugerem que na ausência de um perfil de temperaturas reais, podem ser feitas aproximações e cálculos através do valor de temperatura média, obtido a partir de valores históricos de temperatura, fornecidos por exemplo, por algum serviço de meteorologia.

A norma (IEEE STD C57.91-2011, 2012) apresenta um levantamento comparativo entre as capacidades do carregamento do transformador em função do seu comportamento térmico. A Tabela 3.2 apresenta esta relação, na qual segundo a norma, deve ser para temperatura ambiente diferente de 30°C em uma faixa de -30°C a 50°C.

Tabela 3.2 – Variação do Carregamento em função da Temperatura Ambiente.

Tipo de Resfriamento	Taxa de variação % do Carregamento (kVA) do Trafo	
	Decréscimo de carregamento para cada 1°C de elevação da temperatura ambiente.	Acréscimo de carregamento para cada 1°C de elevação da temperatura ambiente.
ONAN	1,50	1,00
ONWF	1,50	1,00
ONAN/ONAF, ONAN/ONAF/ONAF	1,00	0,75
OFAF, OFW, ODWF, ONAN/OFAF/OFAF	1,00	0,75

Fonte: Adaptado de (IEEE STD C57.91-2011, 2012).

3.3.2 Limites de Temperaturas para Transformadores de Distribuição

A deterioração do isolamento geralmente é caracterizada por uma redução da rigidez dielétrica e da resistência mecânica, mas estas características podem não estar diretamente e exclusivamente relacionadas (IEEE STD C57.91-2011, 2012). Uma vez que bem projetado, o TRD é capaz de suportar tensões elétricas e mecânicas em operação nominal. Nestas condições, o equipamento pode continuar em serviço por muitos anos. Do contrário, e sabendo que os TRD geralmente estão em condições de elevado carregamento, aponta-se que a expectativa de sua vida útil é reduzida. A norma (IEEE STD C57.91-2011, 2012) sugere que a expectativa de vida útil de destes equipamentos não é bem conhecida com precisão. Como os efeitos da temperatura e do tempo de deterioração do isolamento não estão totalmente estabelecidos, fica difícil determinar a previsão do tempo de vida.

A condição de carregamento base de um TRD é o carregamento contínuo à potência nominal, operando sob condições de serviço normais. A norma ainda assume que a condição ideal de operação para os TRD é com uma temperatura ambiente constante de 30°C. Baseado nestas condições, o principal fator para determinar a vida útil do transformador, devido ao carregamento e das circunstâncias ambientais, é a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos (*hot-spot*).

Esta medição direta da temperatura no ponto mais quente dos condutores pode ser considerada impraticável, do ponto de vista comercial, em TRD. Em consequência, a norma (IEEE STD C57.91-2011, 2012) cita que foram realizados vários ensaios em laboratórios e estudos e modelos matemáticos para tentar estimar esta temperatura. Concluiu-se que a temperatura *hot-spot*, em média, é a soma da temperatura média do enrolamento e uma tolerância de aproximados 15°C. Demais temperaturas como o topo e fundo do óleo podem ser estimadas pelo modelo térmico que será apresentado a seguir.

Em resumo, a norma (IEEE STD C57.91-2011, 2012) sugere que o tempo normal de vida útil do equipamento é resultante a um cenário de uma operação contínua com a temperatura *hot-spot* de 110°C, ou um ciclo transitório diário médio equivalente. Em outras palavras, qualquer estado de operação com temperatura *hot-spot* acima de 110°C representa uma aceleração no envelhecimento do transformador, enquanto uma temperatura abaixo representa um retardo. Para esta

condição de 110°C, os testes e o modelo térmico estimam que a vida útil do TRD é de aproximados 20,55 anos. A Tabela 3.3 apresenta alguns limites máximos de temperatura e carregamento para TRD operando acima da sua capacidade nominal.

Tabela 3.3 – Limites máximos operativos para TRD de Classe 65°C.

Condição / Referência	Limite
Temperatura no Topo do Óleo	120°C
Temperatura no ponto mais quente do enrolamento	200°C
Carregamento de curta duração (meia hora ou menos)	300%

Fonte: Adaptado de (IEEE STD C57.91-2011, 2012).

3.4. Modelo Térmico (IEEE STD C57.91-2011)

Nesta subseção, apresenta-se uma revisão dos equacionamentos sugeridos pela norma (IEEE STD C57.91-2011, 2012). Estes equacionamentos serão posteriormente utilizados para a estimativa das temperaturas dos transformadores nos Estudos de Caso.

3.4.1 Vida Útil de Transformadores

Muitos fatores influenciam na deterioração do isolamento dos trafos. Conforme já comentado anteriormente, não é possível prever a vida útil do isolamento (e conseqüentemente sua vida útil) com exatidão. Mesmo em situações controladas possuem outras variáveis ainda não determinadas pelos modelos presentes na literatura. Entretanto, a norma apresenta alguns indicadores para os seus cálculos.

3.4.1.1. Tempo de Vida do Material Isolante

A norma (IEEE STD C57.91-2011, 2012) sugere, a partir de evidências experimentais, que a relação da deterioração do material isolante dos trafos ao longo do tempo segue uma adaptação da *Equação de Arrhenius*, conforme se apresenta:

$$Vida_{PU} = 9,8 \times 10^{-18} e^{\left[\frac{15000}{\theta_H + 273}\right]} \quad (3.1)$$

onde:

θ_H : temperatura do ponto mais quente do enrolamento, em °C;

Esta adaptação pode tanto ser usada para transformadores de distribuição, quanto de potência, uma vez que ambos são fabricados usando o mesmo isolamento

dos condutores. O primeiro ponto a se observar é que este modelo coloca a temperatura como variável preponderante. Assim, temos uma relação da vida útil do trafo com sua temperatura, e conseqüentemente, seu carregamento.

Outra consideração que deve ser lembrada é que esta equação foi desenvolvida considerando que a temperatura *hot-spot* de referência é 110°C. A equação, portanto, indica o grau em que a taxa de envelhecimento é acelerada ou retardada em função da temperatura do ponto mais quente do enrolamento, diferente de 110°C.

3.4.1.2. Fator de Aceleração de Envelhecimento

A vida útil de um transformador dada em por unidade (PU) pode ser usada para determinar um fator de aceleração de envelhecimento (F_{AA}) levando em consideração um perfil de carga e temperatura variável durante um período de 24h (IEEE STD C57.91-2011, 2012). O F_{AA} terá um valor maior que 1 para temperatura *hot-spot* maior que a temperatura de referência de 110°C, e menor que 1 para temperatura *hot-spot* menor que a temperatura de referência de 110°C. A Equação (3.2) apresenta o cálculo para F_{AA} , enquanto a Figura 3.2 apresenta graficamente o F_{AA} em função de sua temperatura *hot-spot*.

$$F_{AA} = e^{\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\theta_H + 273}\right]} \quad (3.2)$$

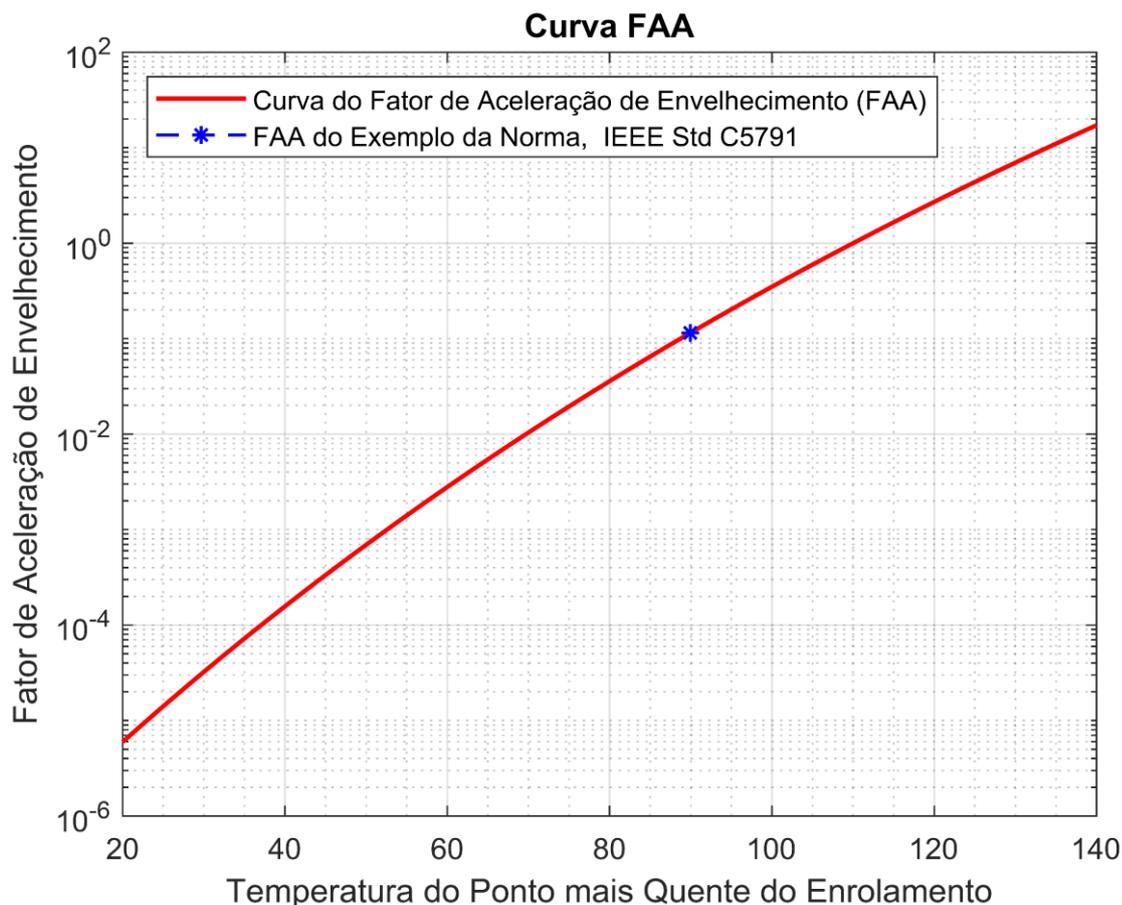
onde:

θ_H : temperatura do ponto mais quente do enrolamento, em °C;

e: base do logaritmo natural.

F_{AA} : fator de aceleração de envelhecimento.

Figura 3.2 – Fator de aceleração de envelhecimento (relativo a 110°C).



Fonte: Autor.

3.4.1.3. Fator de Envelhecimento Equivalente

Por fim, a partir das equações (3.1) e (3.2), a norma (IEEE STD C57.91-2011, 2012) apresenta um índice que soluciona um envelhecimento equivalente do transformador para uma temperatura de referência em um determinado período de tempo (3.3):

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{n=1}^N F_{AA_n} \Delta t_n}{\sum_{n=1}^N \Delta t_n} \quad (3.3)$$

sendo:

F_{EQA} : fator de envelhecimento equivalente;

F_{AA_n} : fator de aceleração de envelhecimento para um intervalo de tempo Δt_n ;

n : índice de intervalo de tempo Δt ;

N : total número de intervalos;

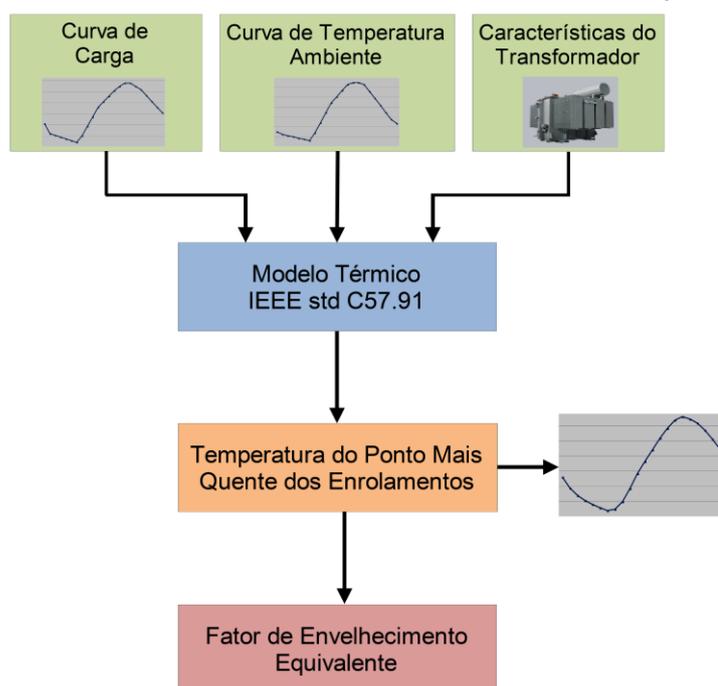
Δt_n : tempo de intervalo em horas.

3.4.2 Cálculo de Temperaturas (IEEE STD C57.91-2011, Anexo G)

Neste subitem do capítulo se apresenta um método alternativo de cálculo para estimar as temperaturas operativa de transformadores. Este modelo térmico foi retirado do Anexo G da norma (IEEE STD C57.91-2011, 2012).

Para uma compreensão inicial, é importante destacar resumidamente como os cálculos se desenvolvem, e para isto, se apresenta a estrutura da Figura 3.3 (FEIL, 2019). Esta figura aponta o funcionamento do modelo. Resumidamente, pode-se afirmar que a partir de uma curva de carregamento de potência em PU, de uma curva de temperatura ambiente em °C e de características físicas do transformador (como elevação de temperaturas, peso, perdas, tipo de refrigeração e do óleo, tipo do condutor, etc.), é possível estimar as temperaturas de operação desta máquina.

Figura 3.3 – Estrutura do Modelo Térmico e Envelhecimento Equivalente.



Fonte: (FEIL, 2019).

3.4.2.1. Equacionamento do Modelo Térmico

As equações apresentadas a seguir foram obtidas na norma IEEE Std. C57.91-2011 (2012), e serão utilizadas no capítulo de Estudos de Caso. Estas equações foram desenvolvidas de modo que as temperaturas obtidas a partir do cálculo no tempo t_1 (anterior), sejam usadas para calcular as temperaturas no instante seguinte de tempo

($t_2 = t_1 + \Delta t$). O tempo é incrementado e as últimas temperaturas calculadas são usadas para determinar as temperaturas futuras. A cada passo, as perdas são calculadas para a carga e corrigidas com a temperatura, em função de uma base de potência adotada. As equações consideram a relação de viscosidade do fluido com a temperatura.

A temperatura do ponto mais quente é composta pelos seguintes componentes:

$$\Theta_H = \Theta_A + \Delta\Theta_{BO} + \Delta\Theta_{WO/BO} + \Delta\Theta_{H/WO} \quad (3.4)$$

sendo:

Θ_H : temperatura no ponto mais quente do enrolamento (*hotspot*), em °C;

Θ_A : temperatura ambiente média para o ciclo de carga estudado, em °C;

$\Delta\Theta_{BO}$: aumento da temperatura do fundo de óleo sobre a temp. amb., em °C;

$\Delta\Theta_{WO/BO}$: aumento da temperatura do óleo na localização do ponto quente do enrolamento sobre o fundo do óleo, em °C;

$\Delta\Theta_{H/WO}$: aumento da temperatura do ponto quente do enrolamento sobre o óleo próximo à localização do ponto quente, em °C.

A equação do balanço de energia determina que as temperaturas do óleo são baseadas na média das temperaturas do óleo no tanque e nos radiadores. Assim, as temperaturas do topo e do fundo do óleo são determinadas pela Equação (3.5) e pela Equação (3.6):

$$\Theta_{BO} = \Theta_{AO} - \frac{\Delta\Theta_{T/B}}{2} \quad (3.5)$$

$$\Theta_{TO} = \Theta_{AO} + \frac{\Delta\Theta_{T/B}}{2} \quad (3.6)$$

sendo:

Θ_{BO} : temperatura do fundo de óleo, em °C;

Θ_{TO} : temperatura do topo de óleo, em °C;

Θ_{AO} : temperatura média do óleo no tanque e no radiador, em °C;

$\Delta\Theta_{T/B}$: aumento de temp. no topo do radiador sobre fundo de óleo, em °C.

A temperatura média dos enrolamentos pode ser determinada em função do calor deles. Assim, o calor gerado pelos enrolamentos durante o ciclo de tempo t_1 a t_2 (3.7):

$$Q_{GENW} = K^2 \left[P_W K_W + \frac{P_E}{K_W} \right] \Delta t \quad (3.7)$$

onde:

Q_{GENW} : calor gerado nos enrolamentos, em Watt-minuto.

K : carregamento em por unidade (PU) com base a carga nominal do trafo;

K_W : fator de correção da temperatura para perdas no enrolamento;

P_E : perdas *Eddy* dos enrolamentos para carregamento nominal do trafo, em W;

P_W : perdas Joule nos enrolamentos para carregamento nominal, em W;

Δt : incremento de tempo para cálculo, em minutos.

O fator de correção da temperatura para perdas no enrolamento K_W é dado por:

$$K_W = \frac{\Theta_{W_1} + \Theta_K}{\Theta_{W_R} + \Theta_K} \quad (3.8)$$

onde:

Θ_{W_1} : temperatura média do enrolamento no tempo anterior, em °C;

Θ_{W_R} : temperatura média do enrolamento para carga nominal, em °C;

Θ_K : fator de temperatura para correção da resistência, em °C.

O modelo apresenta soluções matemáticas distintas conforme o tipo de refrigeração do transformador. Desta forma, uma vez que os transformadores utilizados para este trabalho são do tipo *Óleo Natural–Ar Natural* (ONAN), os equacionamentos desenvolvidos dão importância a esta categoria. É possível que alguns equacionamentos aqui apresentados sirvam para outros sistemas de refrigeração, entretanto, seu estudo aprofundado não será detalhado.

Para os modelos de resfriamento ONAN, ONAF e OFAF, o calor perdido nos enrolamentos é dada pela Equação (3.9). Os termos de viscosidade μ presentes em (3.9), são avaliados para uma temperatura baseada na média das temperaturas do enrolamento com a temperatura do duto do óleo.

$$Q_{LOSTW} = \left[\frac{\Theta_{W_1} - \Theta_{DAO_1}}{\Theta_{W_R} - \Theta_{DAO_R}} \right]^{5/4} \left[\frac{\mu_{W_R}}{\mu_{W_1}} \right]^{1/4} (P_W + P_E) \Delta t \quad (3.9)$$

onde:

Q_{LOSTW} : calor perdido pelo enrolamento, em W-min;

Θ_{DAO_1} : temperatura média do óleo nos dutos no tempo anterior, em °C;

Θ_{DAO_R} : temperatura média do óleo nos dutos para carga nominal, em °C;

μ_{WR} : viscosidade do fluido para aumento médio da temperatura do enrolamento na carga nominal no tempo anterior, em centipoise (cP);

μ_{W1} : viscosidade do fluido para aumento médio da temperatura do enrolamento em cima da carga nominal, em (cP).

A massa e a capacitância térmica dos enrolamentos podem ser estimadas a partir da constante de tempo do enrolamento. A constante de tempo de enrolamento, por sua vez, pode ser determinada a partir das curvas de resfriamento obtidas durante o ensaio quente de fábrica. Na ausência destes dados, valores aproximados podem ser usados. A partir da definição de uma constante de tempo para o aquecimento ou resfriamento exponencial, uma relação pode ser determinada, da massa do enrolamento vezes o calor específico da operação, conforme:

$$M_W C p_W = \frac{(P_W + P_E) \tau_W}{\Theta_{WR} - \Theta_{DAOR}} \quad (3.10)$$

onde:

$M_W C p_W$: massa de enrolamento vezes calor específico, em W-min/°C;

τ_W : constante de tempo do enrolamento, em minutos.

A temperatura média dos enrolamentos no tempo $t = t_2$ é:

$$\Theta_{W_2} = \frac{Q_{GENW} - Q_{LOSTW} + M_W C p_W \Theta_{W_1}}{M_W C p_W} \quad (3.11)$$

onde:

Θ_{W_2} : temperatura média do enrolamento no próximo instante de tempo, em °C;

Q_{GENW} : calor gerado pelos enrolamentos, em W-min.

Para transformadores ONAN, a temperatura do óleo no topo do duto pode ser assumida igual a temperatura do topo do óleo no tanque. O aumento da temperatura do fluido no duto sobre o fundo do óleo é dado por:

$$\Delta\Theta_{DO/BO} = \Theta_{TDO} - \Theta_{BO} = \left[\frac{Q_{LOSTW}}{(P_W + P_E) \Delta t} \right]^\chi (\Theta_{TDO_R} - \Theta_{BO_R}) \quad (3.12)$$

onde:

$\Delta\Theta_{DO/BO}$: aumento da temperatura no duto sobre o fundo do óleo, em °C;

Θ_{TDO} : temperatura do fluido no topo do duto, em °C;

χ : expoente do aumento do óleo do duto sobre o óleo inferior (0,5 para ONAN);

Θ_{TDO_R} : temperatura do fluido no topo do duto na carga nominal, em °C;

Θ_{BO_R} : temperatura do fundo do fluido para carga nominal, em °C.

Ao contrário do que muitos autores sugeriram no passado, a temperatura do ponto mais quente não necessariamente se localiza no topo do enrolamento (PIERCE, 1994). Assim, a temperatura do óleo na elevação do ponto mais quente é:

$$\Delta\Theta_{WO/BO} = H_{HS}(\Theta_{TDO} - \Theta_{BO}) \quad (3.13)$$

$$\Theta_{WO} = \Theta_{BO} + \Theta_{WO/BO} \quad (3.14)$$

onde:

$\Delta\Theta_{WO/BO}$: aumento de temperatura do óleo na localização do ponto mais quente do enrolamento sobre o fundo do óleo, em °C;

H_{HS} : altura do enrolamento em PU até a localização do ponto mais quente;

Θ_{WO} : temperatura do óleo adjacente ao ponto quente do enrolamento, em °C.

Quando a temperatura do óleo no tanque for maior que a temperatura do duto do enrolamento, a temperatura do óleo adjacente ao ponto mais quente é assumida igual à temperatura do topo do óleo. A justificativa para esta afirmação é que a parte superior do enrolamento pode estar em contato com a temperatura do topo do óleo. Assim, a equação é dada por:

$$\text{SE } \Theta_{TDO} < \Theta_{TO} \text{ ENTÃO } \Theta_{WO} = \Theta_{TO} \quad (3.15)$$

A norma (IEEE STD C57.91-2011, 2012) sugere que para contabilizar o calor gerado na temperatura do ponto quente, é necessário corrigir as perdas do enrolamento em função da temperatura média do enrolamento sobre a temperatura do ponto mais quente:

$$P_{HS} = \left(\frac{\Theta_{HR} + \Theta_K}{\Theta_{WR} + \Theta_K} \right) P_W \quad (3.16)$$

$$P_{EHS} = E_{HS} P_{HS} \quad (3.17)$$

onde:

P_{HS} : perda joule do enrolamento na carga nominal e na temperatura do ponto quente para condição nominal, em W;

Θ_{HR} : temp. do ponto mais quente de enrolamento na carga nominal, em °C;
 E_{HS} : valor em PU das perdas *Eddy* no ponto mais quente do enrolamento;
 P_{EHS} : perdas *Eddy* na carga nominal e na temperatura do ponto quente para condição nominal, em W.

Caso não conhecido o valor de E_{HS} , este pode ser estimado. Entretanto, deve ser igual ou maior que o valor das perdas *Eddy* dividido pelas perdas no enrolamento (na condição nominal de operação). Para determinar o calor gerado pelo ponto mais quente, deve-se aplicar a Equação (3.18).

$$Q_{GEN_{HS}} = K^2 \left[P_{HS} K_{HS} + \frac{P_{EHS}}{K_{HS}} \right] \Delta t \quad (3.18)$$

onde:

$Q_{GEN_{HS}}$: calor gerado no ponto mais quente, em W-min;
 K_{HS} : fator de correção da temperatura para as perdas no ponto mais quente.

O fator de correção da temperatura para as perdas no ponto mais quente pode ser calculado a partir da Equação (3.19):

$$K_{HS} = \frac{\Theta_{H_1} + \Theta_K}{\Theta_{HR} + \Theta_K} \quad (3.19)$$

onde:

Θ_{H_1} : temperatura do ponto mais quente do enrolamento na carga nominal, no tempo anterior, em °C.

Para ONAN, ONAF e OFAF, o calor perdido no ponto mais quente é dado por:

$$Q_{LOST_{HS}} = \left[\frac{\Theta_{H_1} - \Theta_{WO}}{\Theta_{HR} - \Theta_{WOR}} \right]^{5/4} \left[\frac{\mu_{HSR}}{\mu_{HS_1}} \right]^{1/4} (P_{HS} + P_{EHS}) \Delta t \quad (3.20)$$

onde:

$Q_{LOST_{HS}}$: calor perdido no ponto mais quente, em W-min;
 Θ_{WOR} : temperatura do óleo adjacente ao ponto mais quente do enrolamento na carga nominal, em °C;
 μ_{HSR} : viscosidade do fluido para o cálculo do ponto mais quente na carga nominal, em cP;
 μ_{HS_1} : viscosidade do fluido para o cálculo do ponto mais quente no tempo anterior, em centipoise (cP).

A temperatura no ponto mais quente no tempo t_2 é:

$$\Theta_{H_2} = \frac{Q_{GEN_{HS}} - Q_{LOST_{HS}} + M_W C p_W \Theta_{H_1}}{M_W C p_W} \quad (3.21)$$

onde:

Θ_{H_2} : temperatura no ponto mais quente do enrolamento no próximo instante de tempo, em °C.

O calor perdido dos enrolamentos e o calor gerado pelo núcleo e pelas perdas por dispersão é absorvido pelo óleo imerso no tanque principal e nos radiadores e é perdido para o ar ambiente durante o processo de refrigeração. O núcleo gera um calor que varia ligeiramente com a temperatura, no entanto, para este equacionamento da norma (IEEE STD C57.91-2011, 2012), se considera constante. A sobre-excitação durante o ciclo de carga faz com que as perdas do núcleo aumentam. O calor gerado pelo núcleo é dado pela Equação (3.22), Equação (3.23) e Equação (3.24), conforme se apresentam:

$$Q_C = P_C \Delta t \quad (3.22)$$

$$Q_C = P_{C_{OE}} \Delta t \quad (3.23)$$

$$Q_S = \left[\frac{K^2 P_S}{K_W} \right] \Delta t \quad (3.24)$$

onde:

Q_C : calor gerado pelo núcleo, em W-min;

P_C : perdas no núcleo (a vazio), em W;

$P_{C_{OE}}$: perdas no núcleo para momentos de sobre-excitação, em W;

Q_S : calor gerado pelas perdas por dispersão, em W-min;

P_S : perdas por dispersão para carga nominal, em W.

As perdas totais do sistema são dadas pela Equação (3.25), enquanto o calor total perdido pelo óleo para o ambiente é dado pela Equação (3.26):

$$P_T = P_W + P_E + P_S + P_C \quad (3.25)$$

$$Q_{LOST_O} = \left[\frac{\Theta_{AO_1} - \Theta_{A_1}}{\Theta_{AO_R} - \Theta_{A_R}} \right]^{1/\lambda} P_T \Delta t \quad (3.26)$$

onde:

P_T : perdas totais para carregamento nominal, em W;

Q_{LOSTO} : calor perdido pelo fluido para o ambiente, em W-min;

Θ_{A_1} : temperatura ambiente para o tempo anterior, em °C;

Θ_{AR} : temperatura ambiente nominal na base kVA do trafo para o ciclo de carregamento, em °C;

Θ_{AO_1} : média da temperatura do fluido no tanque e no radiador, para o tempo anterior, em °C;

Θ_{AOR} : média da temperatura do fluido no tanque e no radiador para carregamento nominal, em °C;

λ : expoente de elevação média de fluido com a perda de calor (0,8 para ONAN).

Para determinar a massa do núcleo efetiva, é necessário subtrair a massa da estrutura do núcleo e das bobinas da massa dos enrolamentos, conforme (3.27):

$$M_{CORE} = M_{CC} - \frac{M_W C p_W}{C p_W} \quad (3.27)$$

onde:

M_{CORE} : massa efetiva do núcleo, em libras (lb);

M_{CC} : massa do núcleo e da bobina (desbobinamento), em lb;

$C p_W$: calor específico do material do enrolamento, em W-min/lb°C.

Assim:

$$\sum M C p = M_{TANK} C p_{TANK} + M_{CORE} C p_{CORE} + M_{OIL} C p_{OIL} \quad (3.28)$$

onde:

$\sum M C p$: massa (total) vezes o calor específico do óleo, tanque e núcleo, em W-min/°C;

M_{TANK} : massa do tanque, em lb;

$C p_{TANK}$: calor específico do tanque, em W-min/lb°C;

$C p_{CORE}$: calor específico do núcleo, em W-min/lb°C;

M_{OIL} : massa do fluido, em lb;

$C p_{OIL}$: calor específico do fluido, em W-min/lb°C.

A temperatura média do óleo no tempo t_2 é dada pela Equação (3.29). O calor perdido pelo enrolamento para o óleo (Q_{LOSTW}) é obtido pela Equação (3.9).

$$\Theta_{AO_2} = \frac{Q_{LOSTW} + Q_S + Q_C - Q_{LOSTO} + (\sum MCp)\Theta_{AO_1}}{\sum MCp} \quad (3.29)$$

onde:

Θ_{AO_2} : média da temperatura do fluido no tanque e no radiador, para o próximo instante de tempo, em °C.

As temperaturas do topo e do fundo do óleo podem ser determinadas por uma equação semelhante a equação do topo do duto. O modelo matemático da Equação (3.30) fornece aumento da temperatura no topo do radiador sobre fundo de óleo ($\Delta\Theta_{T/B}$, em °C). Esta variável é necessária para estimar as temperaturas de topo e fundo, conforme a Equação (3.5) e (3.6).

$$\Delta\Theta_{T/B} = \Theta_{TO} - \Theta_{BO} = \left[\frac{Q_{LOSTO}}{P_T \Delta t} \right]^Y (\Theta_{TOR} - \Theta_{BOR}) \quad (3.30)$$

onde:

Y: expoente da diferença de temperatura do topo para o fundo do fluido (0,5 para ONAN);

Θ_{TOR} : temperatura do topo no tanque e no radiador para carga nominal, em °C.

Estas equações apresentadas, conforme a norma (IEEE STD C57.91-2011, 2012), precisam cumprir alguns requisitos de estabilidade. Para os modos de resfriamento ONAN, ONAF e OFAF, o sistema de equações é estável se os seguintes critérios forem atendidos (3.31) (3.32):

$$\frac{\tau_W}{\Delta t} > \left[\frac{\Theta_{W_1} - \Theta_{DAO_1}}{\Theta_{W_R} - \Theta_{DAO_R}} \right]^{1/4} \left[\frac{\mu_{W_R}}{\mu_{W_1}} \right]^{1/4} \quad (3.31)$$

$$\frac{\tau_W}{\Delta t} > \left[\frac{\Theta_{H_1} - \Theta_{WO}}{\Theta_{H_R} - \Theta_{WOR}} \right]^{1/4} \left[\frac{\mu_{HS_R}}{\mu_{HS_1}} \right]^{1/4} \quad (3.32)$$

A viscosidade do fluido μ é altamente dependente da temperatura. A relação da temperatura com a viscosidade do fluido é dada pela Equação (3.33):

$$\mu = D e^{G/(\Theta+273)} \quad (3.33)$$

onde:

D : constante (Tabela 3.4);

G : constante (Tabela 3.4);

θ : temperatura do óleo usada para determinar a viscosidade, em °C.

O Quadro 3.3 apresenta a forma de obter as temperaturas usadas para calcular a viscosidade (θ). A Tabela 3.4 apresenta as constantes necessárias para determinar a viscosidade do óleo em função de sua característica orgânica.

Quadro 3.3 – Temperaturas para o cálculo da viscosidade.

Número da Equação	Termo de Viscosidade	Determinação da temperatura para viscosidade
(3.9)	μ_{WR}	$(\theta_{WR} + \theta_{DAO_R})/2$
(3.9)	μ_{W_1}	$(\theta_{W_1} + \theta_{DAO_1})/2$
(3.20)	μ_{HS_R}	$(\theta_{HR} + \theta_{WO_R})/2$
(3.20)	μ_{HS_1}	$(\theta_{H_1} + \theta_{WO_1})/2$

Fonte: Adaptado de (IEEE STD C57.91-2011, 2012).

Tabela 3.4 – Calor específico e constantes para o cálculo da viscosidade.

Variável	Óleo Mineral	Silicone	HTHC	Tanque (Ferro)	Núcleo (Ferro)	Cobre	Alumínio
C_p (W-min/lb°C)	13,92	11,49	14,55	3,51	3,51	2,91	6,80
D	0,0013573	0,12127	0,00007343	-	-	-	-
G	2797,3	1782,3	4434,7	-	-	-	-

Fonte: Adaptado de (IEEE STD C57.91-2011, 2012).

3.5. Considerações Finais do Capítulo

Neste capítulo se apresentou uma revisão bibliográfica do funcionamento térmico dos transformadores. Verificaram-se limites operativos nas normas, formas de refrigeração, temperaturas usuais dos modelos, influência da temperatura ambiente, entre outros. Por fim, apresentou-se uma revisão sobre a vida útil dos transformadores e o Modelo Térmico encontrado na norma (IEEE STD C57.91-2011, 2012), em seu Anexo G. Com estes apontamentos, será possível obter uma melhor compreensão da Metodologia aplicada e dos Estudos de Caso.

4. IMPLEMENTAÇÃO DOS MÉTODOS

4.1. Diagrama Geral da Metodologia

No presente capítulo se apresenta a Metodologia da realização deste trabalho. Presume-se neste capítulo que os modelos matemáticos do funcionamento térmico dos transformadores, bem como, o entendimento do algoritmo de Estimação de Estados, estão consolidados.

Uma vez que o objetivo do trabalho é avaliar o comportamento térmico de transformadores de distribuição utilizando o método de Estimação de Estados, pode-se considerar, portanto, que os TRD não possuem medições diretas de carregamento e de temperaturas. Assim, assume-se que estes transformadores estão “desassistidos” de medições, e seus dados de fluxo e carregamento serão determinados pelo estimador. Tal afirmação é altamente impactante, pois é em cima deste embasamento que se aplicará a metodologia descrita a seguir.

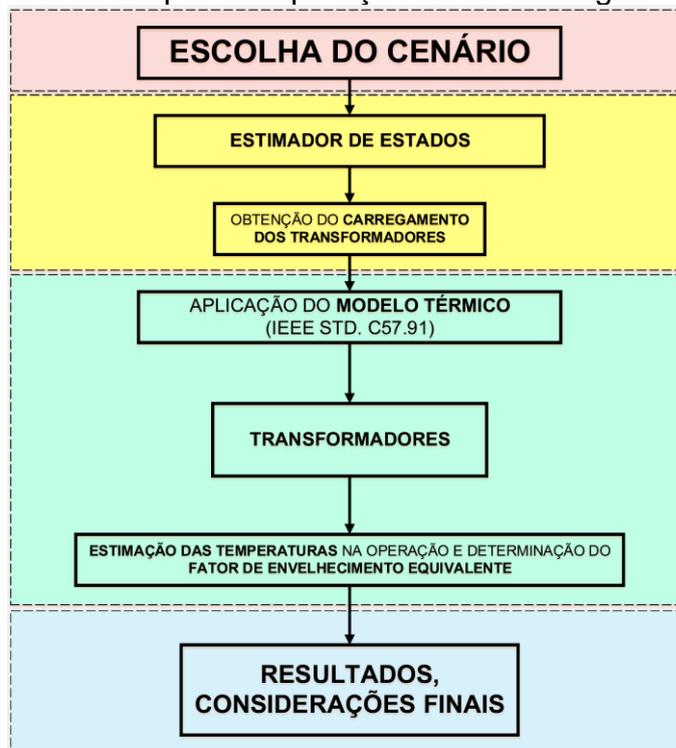
Utilizando o *software DigSILENT Power Factory* como ferramenta computacional de simulação de circuitos, se utilizará o Método da Estimação de Estados, ferramenta esta que faz parte do pacote do simulador. Como a simulação da EE é instantânea (representando por exemplo uma hora do dia), é necessário variar o sistema elétrico para 24 cenários distintos. Essa variação deve ser tanto nos elementos quanto nos medidores.

Uma vez que os 24 cenários estão criados (um representando cada hora do dia), aplica-se o EE para cada um dos cenários, e assim, é possível obter o carregamento dos transformadores. Com o carregamento dos transformadores, realiza-se a aplicação dos algoritmos do modelo térmico no *software MATLAB*, para obter-se a estimativa das temperaturas durante a operação. Com esta estimativa das temperaturas, é possível determinar o envelhecimento equivalente dos transformadores, bem como determinar sua vida útil para este ritmo de operação.

Entretanto, para a estimação das temperaturas, algumas variáveis são necessárias. Além do carregamento em PU que será obtido pelo EE, uma curva de temperatura, com medições nos mesmos horários do carregamento, seria um cenário ideal. Na ausência desta curva, é possível definir uma média ao longo do dia e considerar um valor constante, porém, essa simplificação pode acarretar erros grosseiros, visto que a temperatura ambiente possui um alto impacto no modelo. Outras variáveis físicas e mecânicas dos transformadores também são necessárias.

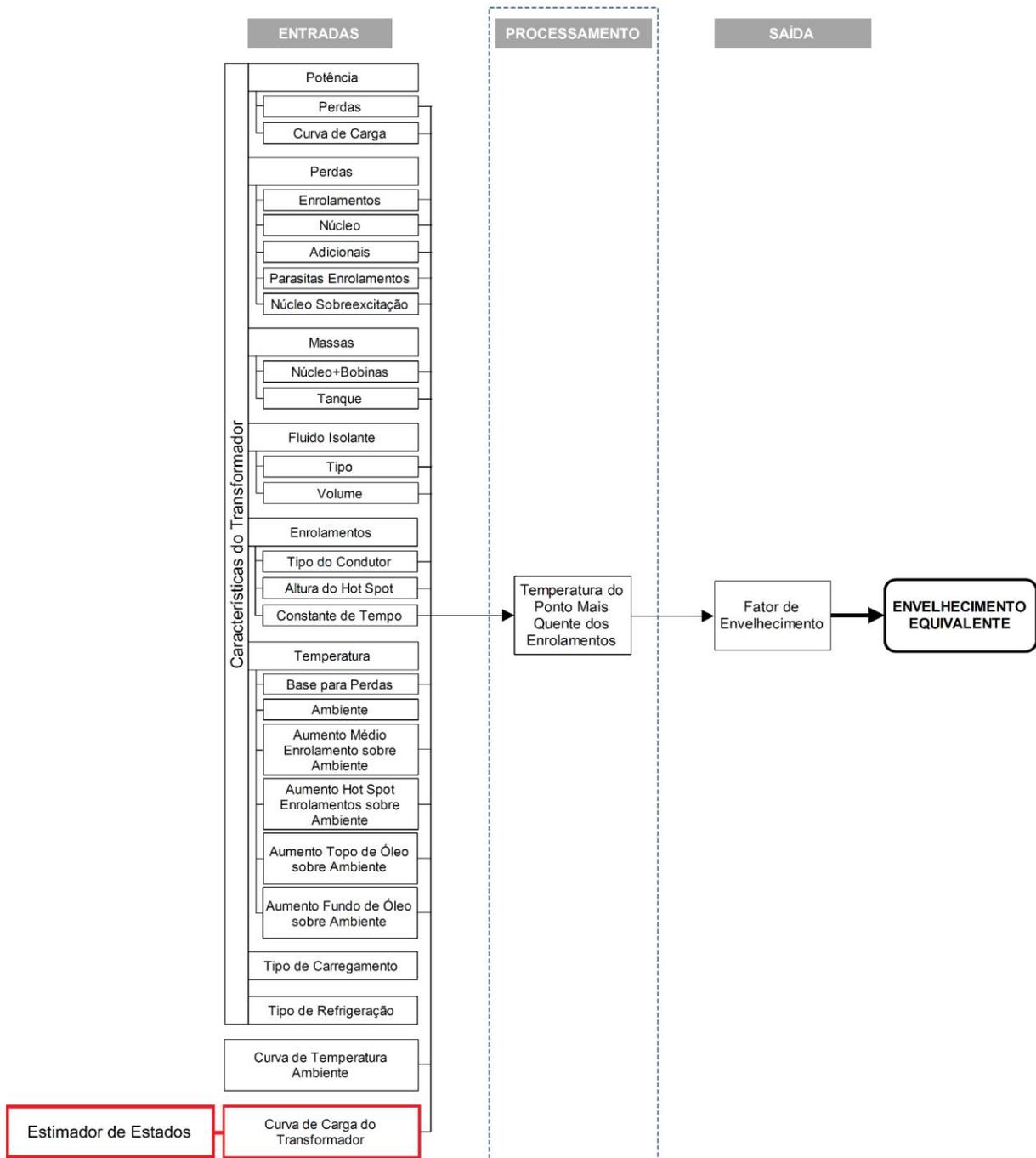
Uma vez conhecido os estados dos carregamentos dos transformadores de distribuição e conhecido as demais variáveis necessárias para efetuar o cálculo do modelo térmico da norma (IEEE STD C57.91-2011, 2012), aplica-se a execução do algoritmo desenvolvido (Apêndice D). O Diagrama de Etapas da Figura 4.1 apresenta, resumidamente, os momentos da aplicação da metodologia. A Figura 4.2 apresenta um Diagrama equivalente da metodologia da obtenção das respostas do modelo térmico, em função das entradas físicas do transformador, da curva de temperatura ambiente e da curva de carga obtida pelo Estimador de Estados. Resumidamente, estas são as variáveis necessárias para estimar as temperaturas e avaliar o comportamento térmico dos TRD, sendo essa a metodologia proposta para o trabalho.

Figura 4.1 – Diagrama de Etapas da Aplicação da Metodologia.



Fonte: Autor.

Figura 4.2 – Componentes e Variáveis da Aplicação da Metodologia.



Fonte: Adaptado de (FEIL, 2019).

4.2. Apresentação das ferramentas computacionais para aplicação

Para a realização deste trabalho, duas ferramentas computacionais são utilizadas: o *DlgSILENT Power Factory* e o *MATLAB*. O primeiro, é um simulador de circuitos voltados a sistemas elétricos de potência. Dentre seus algoritmos existe na sua composição o Método de Estimação de Estados. Basicamente, este programa servirá de base para simular a estimação dos estados da rede durante os 24 cenários

criados. O segundo, por outro lado, é uma ferramenta computacional voltada para desenvolvimento de algoritmos matemáticos e matriciais. Em resumo, é um programa computacional com fins matemáticos, a qual, sua solução é via métodos numéricos. A seguir, se apresenta um pouco de cada um dos programas.

4.2.1.1. Estimação de Estados no software *DlgSILENT Power Factory*

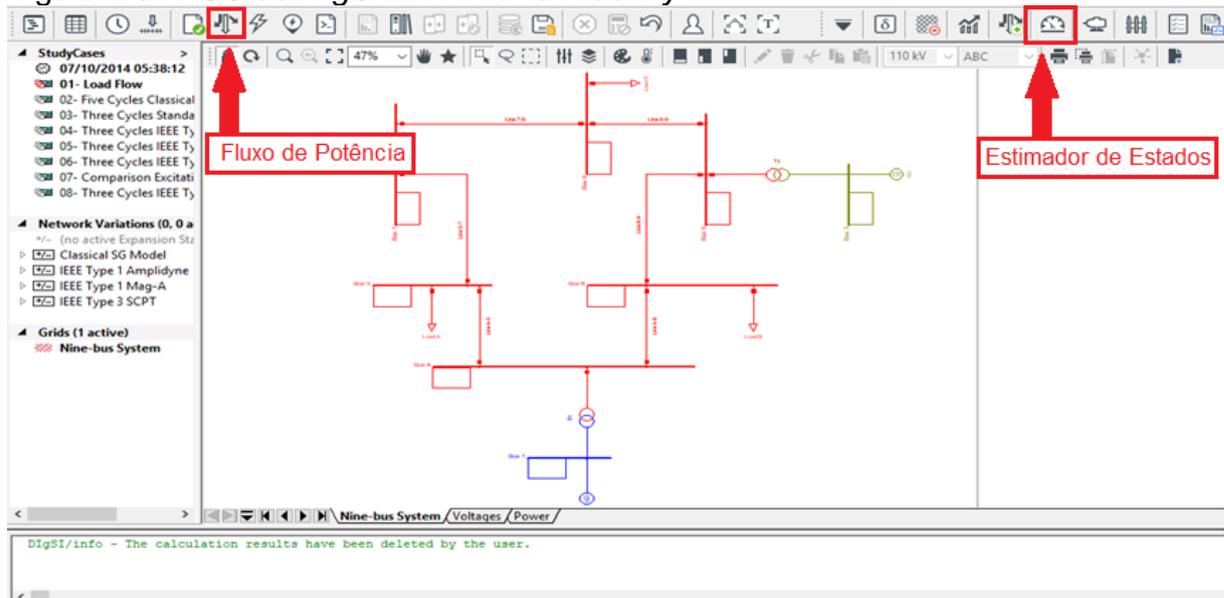
A ferramenta computacional de simulação de circuitos *DlgSILENT Power Factory* é voltada à área de SEP e da Engenharia Elétrica. Foi desenvolvido com o objetivo de facilitar a análise de alguns problemas relacionados aos Sistemas de Transmissão, Sistemas de Distribuição e Sistemas Industriais. O programa possui um integrado, iterativo e avançado pacote de ferramentas, que buscam auxiliar a análise de elementos e circuitos para garantir certos objetivos de planejamento e/ou otimização da operação.

O nome *DlgSILENT*, é um acrônimo de “**D**igital **S**imulation of **E**lectrical **N**eTworks”. Este programa foi projetado por programadores e engenheiros amplamente capacitados nas áreas dos pacotes. Para validar os resultados das simulações, foi realizada um conjunto de implementações por organizações e empresas do setor de todo o mundo (GMBH DIGSILENT, [s.d.]). Assim pode-se dizer, que além de ser uma ferramenta de simulação de circuitos completa, é também precisa e amplamente aceita pelo setor e por diversos pesquisadores renomados.

Dentre suas variadas aplicações, destacam se as seguintes funções:

- Cálculo do Fluxo de Potência;
- Cálculo do Fluxo de Potência Ótimo;
- Cálculo da Estimação de Estados;
- Análise de Situações de Contingência;
- Cálculo de Transientes Eletromagnéticos e Análise de Estabilidade;
- Análise da Proteção de Sistemas Elétricos;
- Análise de Otimização de Redes;
- Simulação Quase-Dinâmica de Fluxo de Potência.

A Figura 4.3 apresenta uma Interface Gráfica do Usuário (IGU) retirada do programa *DlgSILENT Power Factory*. Destaca-se nessa imagem os dois principais algoritmos que são necessários para executar a estimação: o próprio EE e o FP.

Figura 4.3 – IGU do *DigSILENT Power Factory*.

Fonte: Autor.

Dentre as aplicações do *Power Factory*, para este trabalho convém a utilização do Estimador de Estados. Esta função fornece os resultados das estimativas dos estados da rede, e o despacho do fluxo em função de valores medidos em alguns pontos, considerados como medição em tempo real. A função EE é de suma importância para outras análises, uma vez que, conhecer o estado real (ou próximo da realidade) do sistema é extremamente relevante. Segundo (GMBH DIGSILENT, [s.d.]), os tipos de medição processados pelo EE são:

- Tensão nas barras e ângulo de fase;
- Fluxo de Potência Ativa nos elementos;
- Fluxo de Potência Reativa nos elementos;
- Magnitude das correntes nos ramos;
- Posição de *tap* de transformadores;
- Situação dos disjuntores.

A partir destas análises que o EE do programa *DigSILENT Power Factory* é capaz de fazer, pode-se concluir que, diretamente não há previsão de estimação do desempenho de transformadores. Entretanto o simples fato de ser capaz de estimar o fluxo de potência ativa e reativa elementos, bem como as tensões nas barras e a magnitude das correntes nos ramos, tornam o capaz de estimar o carregamento de potência (em relação a potência nominal) de transformadores. Como o objetivo do

trabalho é justamente determinar estes carregamentos em transformadores de distribuição que não possuam medições, o EE do *Power Factory* se torna uma ferramenta aliada para o método proposto. O Quadro 4.1 apresenta um resumo do que pode ser estimado em função dos tipos de medição processados pelo EE do *Power Factory*.

Quadro 4.1 – Estimação de Estados no *DigSILENT PowerFactory*.

Elemento	P	Q	Fator de Escala	Tap / Carregamento
Carga	✓	✓	✓	✗
Máquina Síncrona	✓	✓	✗	✗
Máquina Assíncrona	✓	✗	✗	✗
Compensador de Reativo	✗	✓	✗	✗
Transformador	✓	✓	✗	✓

Fonte: Autor.

A Equação (4.1) apresenta a função matemática desenvolvida para os algoritmos do EE do programa *Power Factory*. Basicamente, a função é a mesma que a da Equação (2.4). Ou seja, matematicamente, a função provém uma soma quadrada ponderada de todos os desvios calculados (V_{calc}) e medidos (V_{med}) para todas as tensões nos barramentos e fluxos nos ramos, relacionando um erro associado para uma função base.

$$f(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^n \left(\sigma_{e_i}^{-1} \cdot \frac{V_{calc_i} - V_{med_i}}{Taxa_{\%}} \right)^2 \quad (4.1)$$

onde: $\sigma_{e_i} = \frac{\text{exatidão}}{100}$.

4.2.1.2. Uso da Ferramenta Computacional MATLAB

O *MATLAB* (**MAT**rix **LAB**oratory) é uma ferramenta computacional desenvolvida para solucionar equacionamentos matriciais. Este programa permite programação em nível alto, utilizando blocos e funções. A programação dos algoritmos é em uma linguagem própria, porém muito próxima a uma mistura de *Java* com *C/C++* e *Python*.

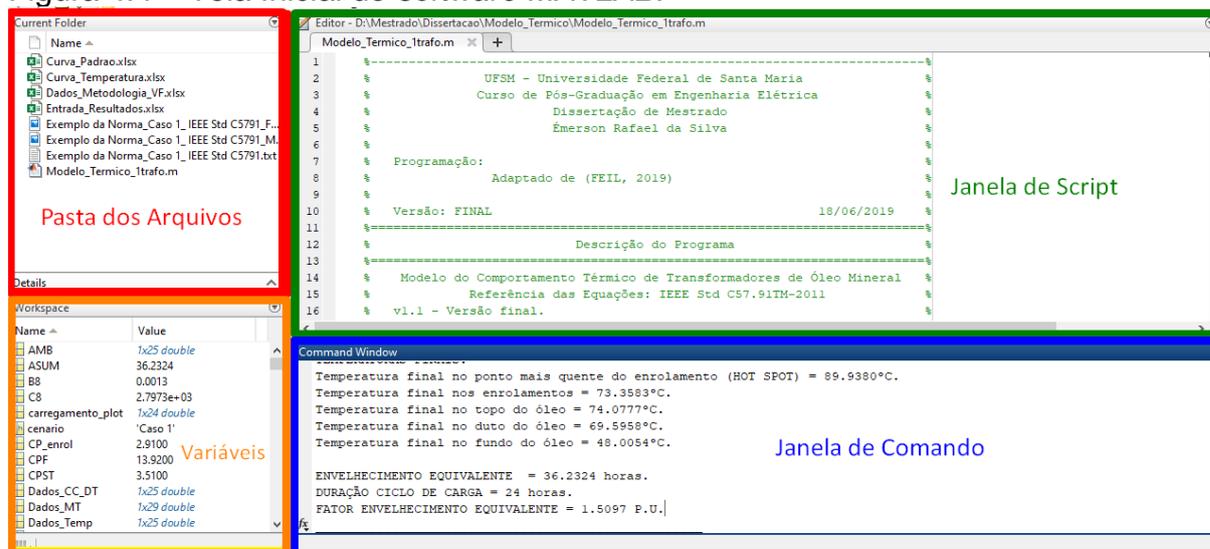
A Janela de Comandos (*Command Window*) é um espaço destinado para a execução de cálculos matemáticos e/ou obtenção de resultados. Ao mesmo tempo

que uma programação pode ser executada nesse espaço, recomenda-se usar a Janela de *Script*.

A Janela de *Script* é um espaço destinado para descrever o roteiro do programa desejado. Neste espaço o programador pode além de criar roteiros, realizar comentários de auxílio, assim como qualquer outro *software* de programação. Em resumo, o programa desenvolvido no *Script* apresentará as respostas (uma vez que programado para tal) na janela de *Command Window*.

Existe também uma área denominada “*Current Folder*”, destinada a apresentar em qual pasta os resultados serão armazenados ou as variáveis de entrada serão obtidas. Ainda, existe outro espaço destinado a apresentação das variáveis de um dado *Script*, chamado de “*Workspace*”. A Figura 4.4 apresenta a tela inicial do *MATLAB*, contendo suas 4 principais áreas.

Figura 4.4 – Tela Inicial do *software MATLAB*.



Fonte: Autor.

O *MATLAB* é utilizado em diversas aplicações matemáticas e de engenharia, como por exemplo, cálculo de equações vetoriais, cálculo equações diferenciais, processamento de imagens e de sinais, inteligência artificial e método dos elementos finitos.

Para a aplicação deste trabalho, utilizou-se esta ferramenta como auxílio na programação das equações do Capítulo 4. Criou-se, portanto, uma rotina *MATLAB*, adaptada (FEIL, 2019), para a obtenção da estimativa das temperaturas dos transformadores. Esta rotina encontra-se no Apêndice D.

4.3. Exemplo de aplicação do modelo térmico em um Trafo

Uma maneira de exemplificar uma aplicação do modelo térmico equivalente, é realizando os cálculos. Neste subcapítulo se apresenta a validação dos equacionamentos matemáticos desenvolvidos para o modelo em *MATLAB* (Apêndice D), baseado na norma (IEEE STD C57.91-2011, 2012).

Para realizar esta validação, utilizam-se dados de um Transformador de Potência, presente na norma (IEEE STD C57.91-2011, 2012), uma vez que a própria norma apresenta os resultados do modelo. Realiza-se, portanto, uma análise comparativa entre os resultados presentes na norma e os resultados obtidos pelo modelo apresentado no Apêndice D deste trabalho. A norma (IEEE STD C57.91-2011, 2012), em seu Anexo G, cita o Transformador de Potência conforme a Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Transformador de Potência (IEEE STD C57.91-2011, 2012).

Descrição: 28 MVA - 138kV/34,5kV ONAN/ONAF/ONAF	Unid.	Valor
Potência base para Ensaio de Perdas	kVA	28000
Temperatura base do Ensaio de Perdas	°C	75
Perdas Joules (I^2R) obtidas em ensaio	W	51690
Perdas <i>Eddy</i> nos Enrolamentos obtidas em ensaio	W	0
Perdas por Dispersão obtidas em ensaio	W	21078
Perdas no Núcleo obtidas em ensaio	W	36986
Peso do Núcleo obtido em projeto	lb	75600
Peso do Tanque e Radiadores obtidos do projeto	lb	31400
Volume de óleo obtido em projeto	gal	4910
Carregamento base para Operação Nominal	kVA	52257
Temperatura ambiente no momento da Operação Nominal	°C	30
Taxa de aumento médio da temp. dos enrolamentos sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	65
Taxa de aumento (ensaiada) média da temperatura do enrolamento sobre a temperatura ambiente	°C	63
Aumento da temp. <i>hot-spot</i> do enrolamento sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	80
Aumento temperatura de topo de óleo sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	55
Aumento temperatura de fundo de óleo sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	25

Fonte: Autor / Dados retirados de (IEEE STD C57.91-2011, 2012).

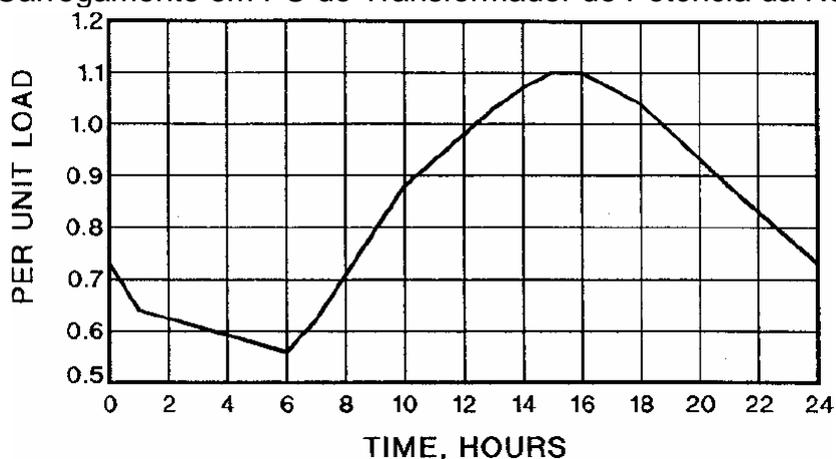
É necessário conhecer também, para a realização dos cálculos, a curva do perfil de carregamento do transformador (em PU) e a curva do perfil de temperatura (em °C) durante o mesmo período. A Tabela 4.2 apresenta estes dados, enquanto a Figura 4.5 apresenta visualmente o carregamento, conforme sua medição. Para compreensão, esta curva de carregamento poderia ser assumida como um resultado de uma estimação de estados.

Tabela 4.2 – Dados de Ensaio do Transformador de Potência da Norma.

Hora	Carregamento (PU)	Temperatura (°C)
01:00	0,640	29,5
02:00	0,624	29,2
03:00	0,608	29,0
04:00	0,592	28,7
05:00	0,576	28,5
06:00	0,560	28,2
07:00	0,620	29,8
08:00	0,707	31,8
09:00	0,793	33,9
10:00	0,880	35,9
11:00	0,930	37,1
12:00	0,980	38,4
13:00	1,030	39,6
14:00	1,070	40,0
15:00	1,100	40,0
16:00	1,100	39,6
17:00	1,070	38,2
18:00	1,040	36,8
19:00	0,987	35,4
20:00	0,933	33,9
21:00	0,880	32,5
22:00	0,830	31,7
23:00	0,780	30,8
24:00	0,730	30,0

Fonte: Autor / Dados retirados de (IEEE STD C57.91-2011, 2012).

Figura 4.5 – Carregamento em PU do Transformador de Potência da Norma.



Fonte: (IEEE STD C57.91-2011, 2012).

A partir destes dados de entrada, executou-se o *script* desenvolvido. Para fins comparativos, analisaram-se os resultados de maior importância: temperatura no ponto mais quente, temperatura no topo do óleo, última temperatura no ponto mais quente, última temperatura no topo do óleo, máxima temperatura no ponto mais quente, máxima temperatura no topo do óleo, envelhecimento equivalente e fator de envelhecimento. Os resultados são apresentados na Tabela 4.3, Tabela 4.4, Figura 4.6 e Figura 4.7.

Tabela 4.3 – Comparação dos Resultados para validação do Modelo Térmico.

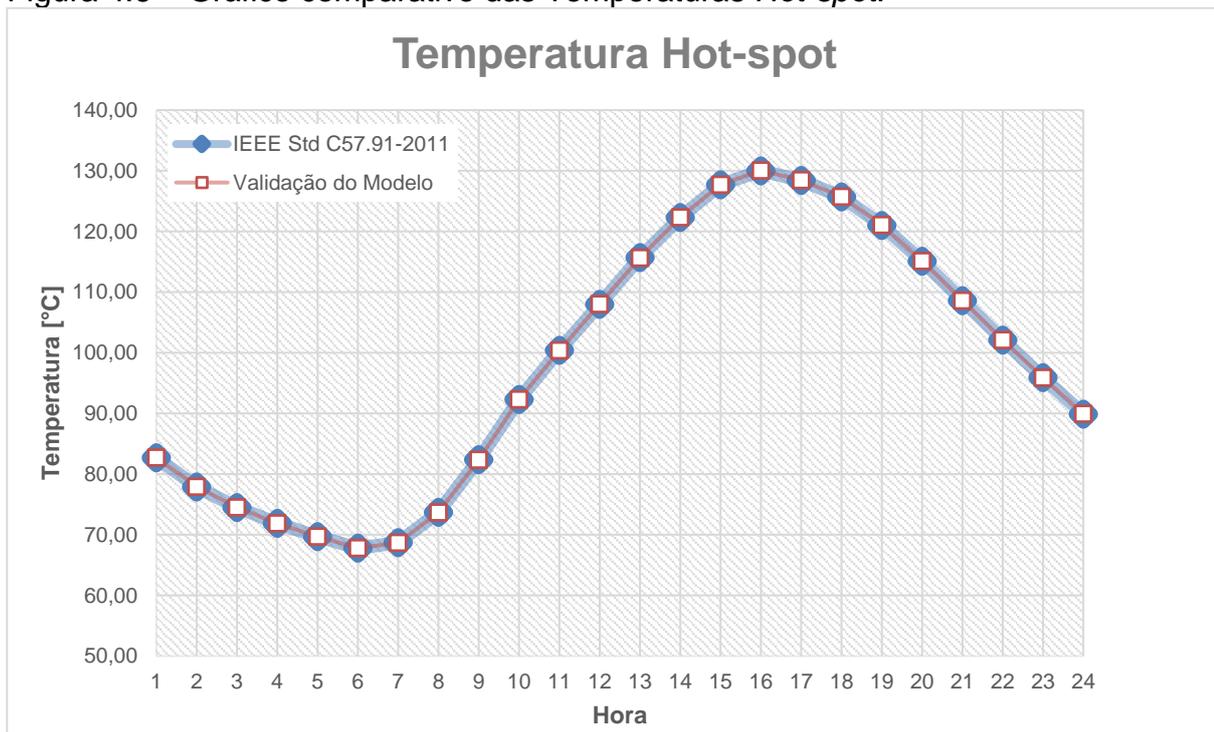
Resultado analisado	Resultados encontrados na Norma IEEE STD C57.91-2011	Programação dos Equacionamentos em um roteiro de cálculos <i>MATLAB</i>	Diferença (%)
Máximo <i>Hot-spot</i> (°C)	130,0855 (às 16h)	130,0341 (às 16h)	0,040%
Máximo Topo do Óleo (°C)	100,7990 (às 17h)	100,775 (às 17h)	0,024%
<i>Hot-spot</i> Final (°C)	89,9446	89,9380	0,007%
Topo do Óleo Final (°C)	74,0851	74,0777	0,010%
Envelhecimento Equivalente (horas)	36,2231	36,2324	-0,026%
Fator de Envelhecimento (PU)	1,5093	1,5097	-0,027%

Fonte: Autor.

Tabela 4.4 – Comparação das Temperaturas para validação do Modelo Térmico.

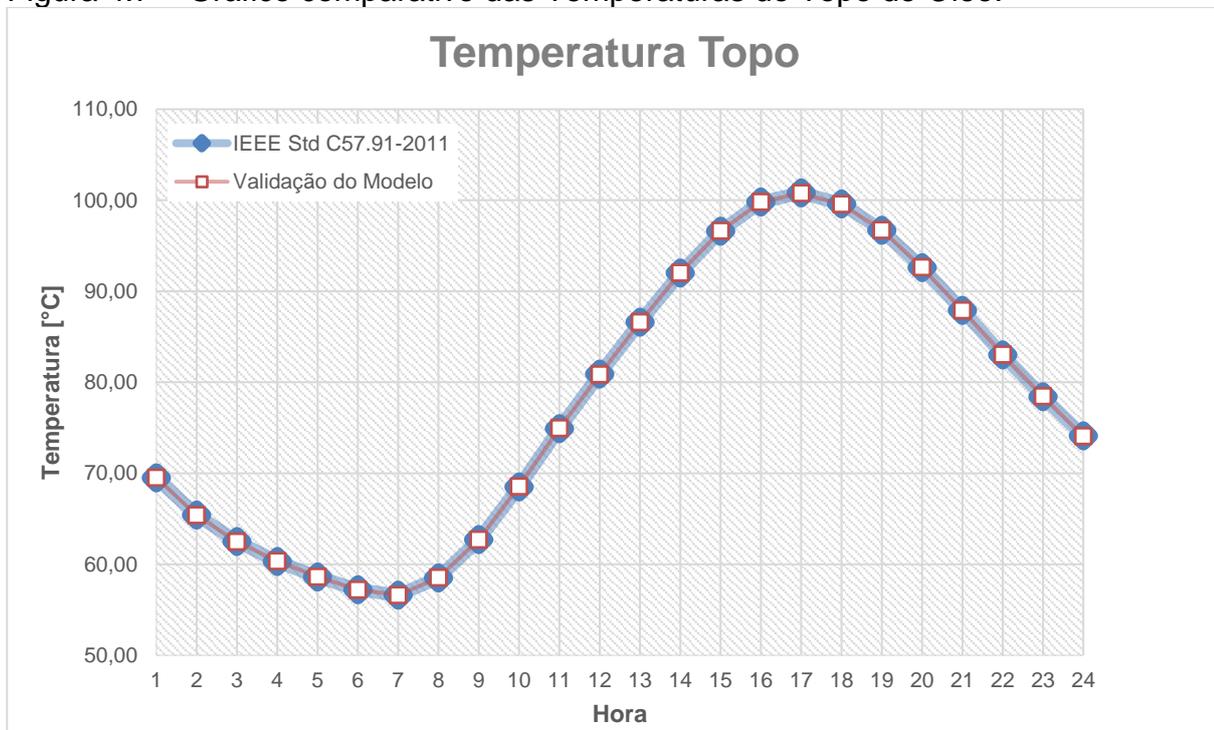
Hora	Temperatura (°C) Hot-spot IEEE STD C57.91-2011	Temperatura (°C) Hot-spot roteiro de cálculos MATLAB	Diferença (%) Hot-spot	Temperatura (°C) Topo do Óleo IEEE STD C57.91-2011	Temperatura (°C) Topo do Óleo roteiro de cálculos MATLAB	Diferença (%) Topo do Óleo
01:00	82,70	82,74	-0,0484%	69,50	69,512	-0,0173%
02:00	77,90	77,927	-0,0347%	65,40	65,382	0,0275%
03:00	74,50	74,51	-0,0134%	62,50	62,473	0,0432%
04:00	71,90	71,884	0,0223%	60,30	60,336	-0,0597%
05:00	69,70	69,693	0,0100%	58,60	58,62	-0,0341%
06:00	67,80	67,808	-0,0118%	57,20	57,2	0,0000%
07:00	68,70	68,673	0,0393%	56,60	56,604	-0,0071%
08:00	73,70	73,681	0,0258%	58,50	58,522	-0,0376%
09:00	82,40	82,365	0,0425%	62,70	62,703	-0,0048%
10:00	92,30	92,299	0,0011%	68,50	68,537	-0,0540%
11:00	100,40	100,375	0,0249%	74,90	74,946	-0,0614%
12:00	108,00	108,021	-0,0194%	80,90	80,855	0,0556%
13:00	115,70	115,655	0,0389%	86,60	86,588	0,0139%
14:00	122,30	122,338	-0,0311%	92,00	92,022	-0,0239%
15:00	127,70	127,706	-0,0047%	96,60	96,622	-0,0228%
16:00	130,00	130,034	-0,0262%	99,80	99,807	-0,0070%
17:00	128,40	128,449	-0,0382%	100,80	100,775	0,0248%
18:00	125,70	125,733	-0,0263%	99,60	99,552	0,0482%
19:00	121,00	121,066	-0,0545%	96,70	96,721	-0,0217%
20:00	115,10	115,116	-0,0139%	92,60	92,625	-0,0270%
21:00	108,60	108,604	-0,0037%	87,90	87,89	0,0114%
22:00	102,10	102,092	0,0078%	83,00	83,034	-0,0410%
23:00	95,90	95,89	0,0104%	78,40	78,451	-0,0651%
24:00	89,90	89,938	-0,0423%	74,10	74,078	0,0297%

Fonte: Autor.

Figura 4.6 – Gráfico comparativo das Temperaturas *Hot-spot*.

Fonte: Autor.

Figura 4.7 – Gráfico comparativo das Temperaturas do Topo de Óleo.



Fonte: Autor.

Desta forma, observando a margem de erro que é praticamente desprezível (para todos os casos a diferença é menor que 0,1%), considera-se que o modelo implementado em *MATLAB* é funcional e válido.

5. ESTUDOS DE CASO

Este capítulo apresenta os Estudos de Caso, modelando uma aplicação dos métodos apresentados nos capítulos anteriores. Para isso, se percorre uma linha do tempo, onde em um primeiro momento, realiza-se a apresentação do cenário base para a simulação dos métodos de Fluxo de Potência e Estimador de Estados. Nesta etapa, descreve-se os principais elementos e componentes presentes na rede de distribuição.

Uma vez apresentado o cenário, apresentam-se duas análises do Estimador de Estados: um sistema totalmente observável e outro com baixa observabilidade da rede. A partir destes cenários, utiliza-se o IAPEE para a escolha de um cenário mais realístico, no que diz respeito a presença de medidores (DA SILVA et al., 2018; MILBRADT, 2015).

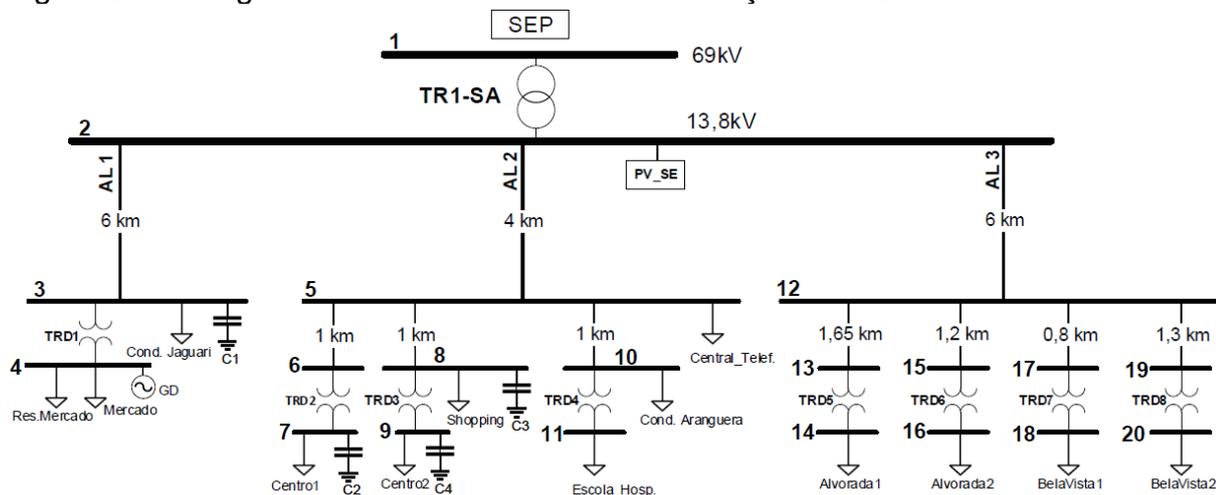
Após a escolha do cenário, em função da localização dos medidores, este é alterado para 24 cenários distintos, de forma a compreender uma variação de perfil de carga durante o ciclo de um dia. Isto é necessário, uma vez que, idealmente, o modelo térmico do transformador deve ser estudado para um perfil diário, de forma a compreender sua operação abrangente. Após a variação das cargas para 24 horas distintas, formando um perfil diário de cargas, se aplica o método de EE, para obter os resultados dos carregamentos dos transformadores.

Por fim, para variar o estudo, realiza-se uma comparação de transformadores distintos: em um primeiro estudo com dados reais de transformadores, e em um segundo estudo, com dados genéricos, de modo a respeitar um transformador de elevada eficiência, conforme a norma (ABNT NBR 5440, 2014). Reitera-se, portanto, que uma vez que o cenário base esteja concebido, a aplicação será em modificar este cenário seguindo um perfil de carregamento das cargas, e assim, com o Estimador de Estados, obter os resultados operativos estimados, como por exemplo, o carregamento dos transformadores, para posterior avaliação com o Modelo térmico.

5.1. Apresentação do sistema de estudo

Conforme mencionado, para implementar estudos a partir da metodologia proposta, utilizou-se, em primeiro momento, um simulador de circuitos elétricos. Por meio desta ferramenta, obtém-se a curva de carregamento de alguns TRD, via EE, distribuídos ao longo de uma rede de distribuição. A Figura 5.1 apresenta o diagrama elétrico do circuito base de estudo. Este circuito pode ser encontrado com mais detalhes no diagrama elétrico desenhado no *Power Factory*, que se apresenta no Apêndice A.1. Neste Apêndice A.1 também se demonstra visualmente os níveis de tensão de todos os elementos.

Figura 5.1 – Diagrama Elétrico da Rede de Distribuição em estudo.



Fonte: Autor.

Este sistema elétrico da Figura 5.1 contém, além dos dois barramentos da subestação, 18 barras da rede de distribuição. Para fins de análise dos efeitos nos transformadores, se considera que este SDEE representa um modelo conveniente, visto que já possui uma malha considerável. Esse sistema é dividido em 3 Alimentadores (AL1, AL2 e AL3), pertencentes a uma subestação que possui 1 transformador de potência ativo e um em *Stand-by* que não está representado na Figura 5.1 (entretanto, é apresentado no Diagrama Elétrico do Apêndice A.1).

Além de suas 20 barras, o sistema contém 3 diferentes níveis de tensão (ver Apêndice A.1), 8 TRD, 10 linhas de distribuição, duas Geração Distribuídas (GD), 13 cargas e 4 bancos *shunt* de capacitores. A Tabela 5.1 apresenta os dados das cargas e geração de cada uma das barras presentes no sistema considerado base. Na sequência, a Tabela 5.2 apresenta os dados das linhas.

Tabela 5.1 – Dados das Barras da Rede de Distribuição.

Barra	Nome	Nível de Tensão	Carga Ativa (kW)			Carga Reativa (kVAr)			Geração de Potência Ativa (kW)	Geração de Potência Reativa (kVAr)	Banco Shunt de Cap. (kVAr)
			Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C			
1	AT/SubA	AT	-	-	-	-	-	-	∞	∞	-
2	MT/SubA/ GD-PV	MT	-	-	-	-	-	-	40,00	-	-
3	AL1/Jaguari	MT	472,00			201,07			-	-	25,00
4	Res. Mercado	BT	1,00	8,00	6,50	0,33	3,16	2,57	25,00	5,00	-
	Mercado		21,00			7,00					
5	AL2/Central Telefonia	MT	10,00			1,00			-	-	-
6	Centro1-MT	MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	Centro1	BT	28,00	23,00	26,00	11,93	9,09	10,28	-	-	25,00
8	Centro2-MT /Shopping	MT	1350,00			653,00			-	-	150,00
9	Centro2	BT	22,00	18,00	15,00	3,00	2,00	5,00	-	-	75,00
10	Cond. Aranguera	MT	813,00			267,22			-	-	-
11	Escola-Hospital	BT	73,00			35,00			-	-	-
12	AL3	MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	Alvorada1-MT	MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Alvorada1	BT	29,00	29,00	23,00	9,06	9,05	7,85	-	-	-
15	Alvorada2-MT	MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	Alvorada2	BT	23,00	23,00	23,00	5,00	8,00	2,00	-	-	-
17	BelaVista1-MT	MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	BelaVista1	BT	23,00	19,00	16,00	5,00	8,00	2,00	-	-	-
19	BelaVista2-MT	MT	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	BelaVista2	BT	20,00	19,00	12,00	5,00	8,00	2,00	-	-	-

Fonte: Autor.

Tabela 5.2 – Parâmetros Elétricos das Linhas de Distribuição.

De	Para	Linha	Impedância ¹² (Ω)	Impedância ^o (Ω)	Ampacidade (A)	Distância (km)
2	3	Sub-AL1	4,0181	12,3460	290	6
2	5	Sub-AL2	2,6787	8,2304	290	4
5	6	Centro1	0,6697	2,0576	290	1
5	8	Centro2	0,6697	2,0576	290	1
5	10	Esc.-Hosp.	0,6697	2,0576	290	1
2	12	Sub-AL3	4,0181	12,3460	290	6
12	13	Alvorada1	1,1050	3,3950	290	1,65
12	15	Alvorada2	0,8036	2,4691	290	1,2
12	17	BelaVista1	0,5357	1,6461	290	0,8
12	19	BelaVista2	0,8706	2,6749	290	1,3

Fonte: Autor.

Para o projeto das linhas de distribuição, escolheu-se o condutor 3#3/0CAA. Este condutor possui impedâncias de sequência⁺ de $R'^{12} = 0,4494\Omega$, e $X'^{12} = 0,4965\Omega$. De sequência negativa, os parâmetros são de $R'^0 = 0,6271\Omega$ e $X'^0 = 1,9597\Omega$ (Anexo A). Por fim, os parâmetros elétricos dos transformadores de distribuição são apresentados na Tabela 5.3. As impedâncias em % estão na base de 100 MVA.

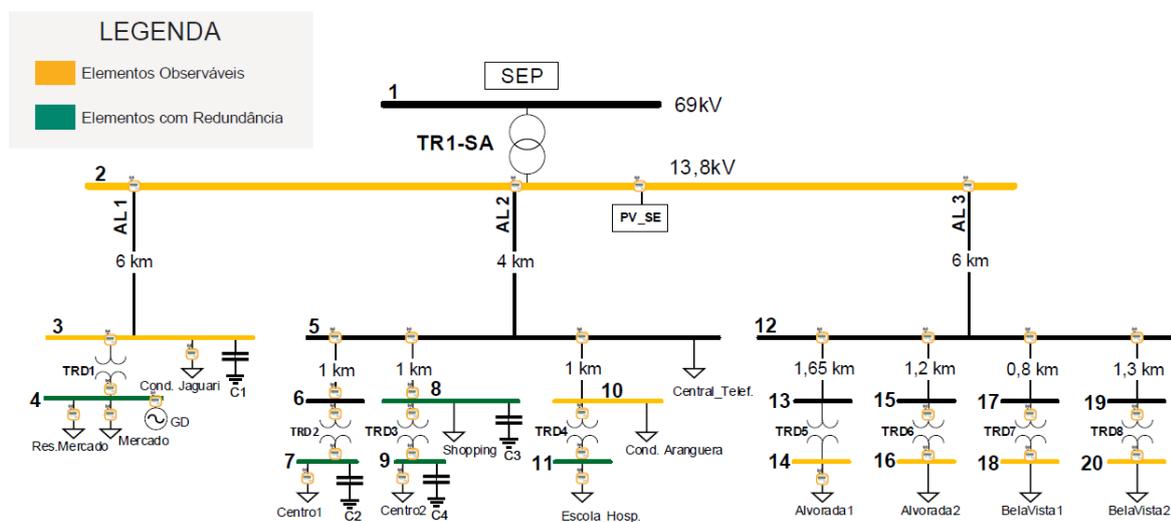
Tabela 5.3 – Parâmetros Elétricos dos Transformadores de Distribuição.

Nome	De	Para	Nível de Tensão	Potência Nominal (kVA)	Impedância ¹² (%)	Impedância ⁰ (%)	Perdas Joule (kW)	Perdas a Vazio (kW)
TRD1	3	4	380/13.800	75	3,5	3,5	0,87	0,145
TRD2	6	7	380/13.800	75	3,5	3,5	0,87	0,145
TRD3	8	9	380/13.800	75	3,5	3,5	0,87	0,145
TRD4	10	11	380/13.800	150	3,5	3,5	1,91	0,625
TRD5	13	14	380/13.800	75	3,5	3,5	0,87	0,145
TRD6	15	16	380/13.800	75	3,5	3,5	0,87	0,145
TRD7	17	18	380/13.800	75	3,5	3,5	0,87	0,145
TRD8	19	20	380/13.800	75	3,5	3,5	0,87	0,145

Fonte: Autor.

Aqui sugere-se, em um primeiro momento, dois cenários base: o primeiro com observabilidade total da rede, enquanto o segundo com observabilidade parcial. A Figura 5.2 apresenta um primeiro cenário com situação/estado de total observabilidade. O Apêndice A.2 apresenta o mesmo cenário no programa *DlgSILENT Power Factory*. Para esta disposição, se encontram no total 78 medidores presentes na rede onde 34 são de potência ativa (P). A Tabela 5.4 apresenta os valores dos 34 medidores de (P) (cujo interesse é maior), para um instante de tempo.

Figura 5.2 – Disposição dos Medidores e observabilidade total do SDEE.



Fonte: Autor.

Tabela 5.4 – Medidas de P para um cenário base com observabilidade total.

Nome/Referência	P_{med} (MW)	P_{calc} (MW)	Desvio (MW)	Erro (ϵ) %
AL2_Linha_Centro1_P	0,0522	0,051032317	-0,00116768	-2,2369405
AL2_Linha_Centro2_P	1,416	1,409165047	-0,00683495	-0,48269444
AL2_Linha_Esc.Hosp_P	1,0654	1,05201	-0,01339	-1,25680494
Centro1_P	0,052	0,050101059	-0,00189894	-3,65180965
Centro2_P	0,053	0,033472576	-0,01952742	-36,8441963
Cond.Jaguar_P	0,407	0,416108448	0,00910845	2,23794802
Escola_Hospital_P	0,135	0,131088519	-0,00391148	-2,89739345
GD_P	-0,014001	-0,001890254	0,01211075	-86,4991503
Linha_Alvorada1_P	0,09	0,081902667	-0,00809733	-8,99703714
Linha_Alvorada2_P	0,075	0,062943572	-0,01205643	-16,0752374
Linha_BelaVista1_P	0,069	0,059550724	-0,00944928	-13,6946025
Linha_BelaVista2_P	0,0571	0,052159484	-0,00494052	-8,6523928
Linha_Centro1-AL2_P	-0,0565	-0,05102441	0,00547559	-9,69130992
Linha_Centro2-AL2_P	-1,409	-1,402650787	0,00634921	-0,45061841
Res.Mercado_P	0,036	0,029214792	-0,00678521	-18,8478004
SubA.MT-AL1_P	0,5061	0,497049151	-0,00905085	-1,78835184
SubA.MT-AL2_P	2,5901	2,603448588	0,01334859	0,5153696
SubA.MT-AL3_P	0,24951	0,257755691	0,00824569	3,30475373
SubA_PV_P	0,01	0,010117699	0,0001177	1,1769935
Supermercado_P	0,0523	0,047929984	-0,00437002	-8,35567161
TRD1-AL1.BT_P	-0,06	-0,075254532	-0,01525453	25,42422
TRD1-AL1.MT_P	0,06	0,076888334	0,01688833	28,1472239
TRD2-Centro1.BT_P	-0,0512	-0,05010107	0,00109893	-2,14634829
TRD2-Centro1.MT_P	0,053261	0,0510244	-0,0022366	-4,19932106
TRD3-Centro2.BT_P	-0,05751	-0,033472586	0,02403741	-41,796929
TRD3-Centro2.MT_P	0,0592	0,034815227	-0,02438477	-41,190495
TRD4-Esc.Hosp.BT_P	-0,112	-0,13108853	-0,01908853	17,0433299
TRD4-Esc.Hosp.MT_P	0,137466	0,133357365	-0,00410864	-2,98883744
TRD6-Alvorada2.BT_P	-0,055	-0,057814154	-0,00281415	5,11664443
TRD6-Alvorada2.MT_P	0,062	0,062929956	0,00092996	1,49992827
TRD7-BelaVista1.BT_P	-0,055	-0,05836948	-0,00336948	6,12632728
TRD7-BelaVista1.MT_P	0,062	0,059542054	-0,00245795	-3,96442914
TRD8-BelaVista2.BT_P	-0,051	-0,0511481	-0,0001481	0,29039224
TRD8-BelaVista2.MT_P	0,056	0,05214836	-0,00385164	-6,87792845

Fonte: Autor.

Para uma segunda opção, sugere-se um cenário com menos medidores presentes na rede e, conseqüentemente, com menor observabilidade. A Figura 5.3 apresenta este cenário. O Apêndice A.3 apresenta este cenário no programa *DigSILENT Power Factory*. Para esta condição, removeram-se alguns medidores e alguns erros associados apareceram. Assim, ao todo, o sistema contém 26

5.2. Escolha do cenário: aplicação do IAPEE

A partir da Equação (2.20), é possível verificar qual cenário seria o mais adequado para aplicar a EE. A equação trata de um Índice de Aumento na Precisão da Estimção de Estado. Este índice, em outras palavras, é capaz de apresentar qual disposição de medidores está mais adequada. Quanto menor for seu coeficiente final, mais ideal é o sistema. Como se torna, de certa forma, impraticável a alocação de vários medidores ao longo da rede nos modelos atuais, a condição de poucos medidores bem distribuídos deve ser considerada. Mesmo que a tendência é que o IAPEE apresente como resultado valores cada vez menores à medida que se aumente o número de medidores, isto não necessariamente acontece para todos os casos (DA SILVA et al., 2018).

Como erros foram inseridos, e forçou-se uma redução drástica de medidores de P , espera-se que o IAPEE do segundo cenário seja maior que o do primeiro. Para realizar-se esta análise, atribuíram-se pesos para cada um dos medidores de potência ativa. A escolha dos pesos baseou-se em cima da maior medição de potência absoluta encontrada dentre todos os medidores de cada cenário. Em cima disto, normalizou-se que a maior potência representa peso 1 (PU), enquanto as outras tem peso ponderado em função desta maior potência. Esta escolha se dá pois entende-se que um erro associado a uma potência maior pode causar mais impacto na estimção. A Tabela 5.6 apresenta os valores dos pesos para o cenário de menor observabilidade.

Tabela 5.6 – Pesos de medidas para o cenário base com baixa observabilidade.

Nome/Referência	P_{med} (MW)	$P_{calculado}$ (MW)	Erro (ϵ) %	Peso (ω) (PU)	$\epsilon\omega$
<i>Centro1_P</i>	0,0520	0,0511	-1,6655	0,0248	0,0412
<i>Cond.Jaguar_P</i>	0,4070	0,4070	0,0000	0,1938	0,0000
<i>Escola_Hospital_P</i>	0,2100	0,2100	-0,0214	0,1000	0,0021
<i>Linha_Alvorada2_P</i>	0,0520	0,0783	50,6234	0,0248	1,2535
<i>Linha_BelaVista1_P</i>	0,4500	0,0560	-87,5553	0,2143	18,7618
<i>Linha_BelaVista2_P</i>	0,0395	0,0578	46,2190	0,0188	0,8694
<i>Res.Mercado_P</i>	0,1000	0,1000	0,0000	0,0476	0,0000
<i>SubA.MT-AL1_P</i>	0,6200	0,6200	0,0000	0,2952	0,0000
<i>SubA.MT-AL2_P</i>	2,1000	2,1018	0,0848	1,0000	0,0848
<i>SubA.MT-AL3_P</i>	0,2495	0,2495	-0,0173	0,1188	0,0021
<i>SubA_PV_P</i>	0,0100	0,0100	0,0000	0,0048	0,0000
<i>TRD3-Centro2.MT_P</i>	0,0496	0,0487	-1,7293	0,0236	0,0408

Fonte: Autor.

A Tabela 5.7 apresenta os valores dos pesos para o cenário com alta observabilidade.

Tabela 5.7 – Pesos de medidas para o cenário base com alta observabilidade.

Nome/Referência	P_{med} (MW)	Pcalculado (MW)	Erro (ε) %	Peso (ω) (PU)	$\varepsilon\omega$
AL2_Linha_Centro1_P	0,0522	0,051032317	-2,2369405	0,0202	0,0451
AL2_Linha_Centro2_P	1,416	1,409165047	-0,48269444	0,5467	0,2639
AL2_Linha_Esc.Hosp_P	1,0654	1,05201	-1,25680494	0,4113	0,5170
Centro1_P	0,052	0,050101059	-3,65180965	0,0201	0,0733
Centro2_P	0,053	0,033472576	-36,8441963	0,0205	0,7539
Cond.Jaguar_P	0,407	0,416108448	2,23794802	0,1571	0,3517
Escola_Hospital_P	0,135	0,131088519	-2,89739345	0,0521	0,1510
GD_P	-0,014001	-0,001890254	-86,4991503	0,0054	0,4676
Linha_Alvorada1_P	0,09	0,081902667	-8,99703714	0,0347	0,3126
Linha_Alvorada2_P	0,075	0,062943572	-16,0752374	0,0290	0,4655
Linha_BelaVista1_P	0,069	0,059550724	-13,6946025	0,0266	0,3648
Linha_BelaVista2_P	0,0571	0,052159484	-8,6523928	0,0220	0,1907
Linha_Centro1-AL2_P	-0,0565	-0,05102441	-9,69130992	0,0218	0,2114
Linha_Centro2-AL2_P	-1,409	-1,402650787	-0,45061841	0,5440	0,2451
Res.Mercado_P	0,036	0,029214792	-18,8478004	0,0139	0,2620
SubA.MT-AL1_P	0,5061	0,497049151	-1,78835184	0,1954	0,3494
SubA.MT-AL2_P	2,5901	2,603448588	0,5153696	1,0000	0,5154
SubA.MT-AL3_P	0,24951	0,257755691	3,30475373	0,0963	0,3184
SubA_PV_P	0,01	0,010117699	1,1769935	0,0039	0,0045
Supermercado_P	0,0523	0,047929984	-8,35567161	0,0202	0,1687
TRD1-AL1.BT_P	-0,06	-0,075254532	25,42422	0,0232	0,5890
TRD1-AL1.MT_P	0,06	0,076888334	28,1472239	0,0232	0,6520
TRD2-Centro1.BT_P	-0,0512	-0,05010107	-2,14634829	0,0198	0,0424
TRD2-Centro1.MT_P	0,053261	0,0510244	-4,19932106	0,0206	0,0864
TRD3-Centro2.BT_P	-0,05751	-0,033472586	-41,796929	0,0222	0,9280
TRD3-Centro2.MT_P	0,0592	0,034815227	-41,190495	0,0229	0,9415
TRD4-Esc.Hosp.BT_P	-0,112	-0,13108853	17,0433299	0,0432	0,7370
TRD4-Esc.Hosp.MT_P	0,137466	0,133357365	-2,98883744	0,0531	0,1586
TRD6-Alvorada2.BT_P	-0,055	-0,057814154	5,11664443	0,0212	0,1087
TRD6-Alvorada2.MT_P	0,062	0,062929956	1,49992827	0,0239	0,0359
TRD7-BelaVista1.BT_P	-0,055	-0,05836948	6,12632728	0,0212	0,1301
TRD7-BelaVista1.MT_P	0,062	0,059542054	-3,96442914	0,0239	0,0949
TRD8-BelaVista2.BT_P	-0,051	-0,0511481	0,29039224	0,0197	0,0057
TRD8-BelaVista2.MT_P	0,056	0,05214836	-6,87792845	0,0216	0,1487

Fonte: Autor.

Assim, aplica-se o IAPEE, da Equação (2.20) para ambos os cenários. A Tabela 5.8 apresenta a situação final. Percebe-se que o IAPEE apresentou como melhor

cenário o caso de alta observabilidade. Além de possuir mais medidores, este cenário apresenta uma condição mais favorável para a EE por possuir menos erros nas medidas. Entretanto, para o caso em que a observabilidade é menor, a solução do IAPEE pode ser considerada ainda satisfatória, uma vez que se forçou vários erros e mesmo assim sua faixa ficou em 10%.

Tabela 5.8 – Resultado do IAPEE para os dois cenários.

Número de Medidores (P)	IAPEE
34	2,97
12	10,19

Fonte: Autor.

Para finalizar, decidiu-se pelo cenário com menos medidores, uma vez que este representaria uma condição mais próxima da real. Em cima deste cenário, se traçam perfis de carregamentos nas cargas para, posteriormente, realizar a EE ao longo de um ciclo de 24h (diário).

5.3. Variação do cenário escolhido a partir de um perfil de carga

Uma vez que os equacionamentos apresentados no Capítulo 3 necessitam de uma curva de carregamento variada ao longo de 24 horas, necessitou-se uma variação da carga ao longo de um dia. O programa *DlgSILENT Power Factory* permite que se faça a variação de cargas a partir de uma unidade multiplicativa. Isto é, assumindo um valor base de potências em cada uma das cargas, é possível agrupá-las em conjuntos e estes conjuntos possuem um fator de escala (FE). Por exemplo, para uma dada carga base, presente à um grupo cujo FE é de 1 PU, o valor final dela será ela mesma. Em outras palavras, as cargas podem cada uma possuir suas potências, entretanto sua variação irá conforme o FE do grupo. Desta forma, assume-se que as cargas apresentadas na Tabela 5.1 representam a condição base, onde o FE é igual a 1 PU. A Figura 5.4 demonstra a janela de alteração do FE no programa.

Figura 5.4 – Janela de alteração do Fator de Escala das cargas

Name	Object modified	Object modified by	Colour	Load Scaling Factor
Zona1-AT	3/2019 02:56:42	emers	2	1.
Zona2-MT	3/2019 18:45:20	emers	3	1.
Zona2.1-MT-AL1	3/2019 02:56:52	emers	3	1.
Zona2.2-MT-AL2	3/2019 02:56:48	emers	3	1.
Zona2.3-MT-AL3	3/2019 02:56:57	emers	3	1.
Zona3.1-BT-Mercado	3/2019 03:05:17	emers	4	1.
Zona3.2-BT-Centro	3/2019 03:06:26	emers	4	1.
Zona3.3-BT-Escola_Hos	3/2019 03:06:42	emers	4	1.
Zona3.4-BT-Alvorada	3/2019 03:06:51	emers	4	1.
Zona3.5-BT-BelaVista	3/2019 03:06:57	emers	4	1.

Fonte: Autor.

Utilizaram-se duas curvas para variar estas cargas. Uma curva levou em consideração a predominância de cargas residenciais, enquanto a outra curva representa um conjugado de um transformador que atenda as cargas de uma Escola e de um Hospital. Assim sendo, são dois perfis de variação de carga diferentes.

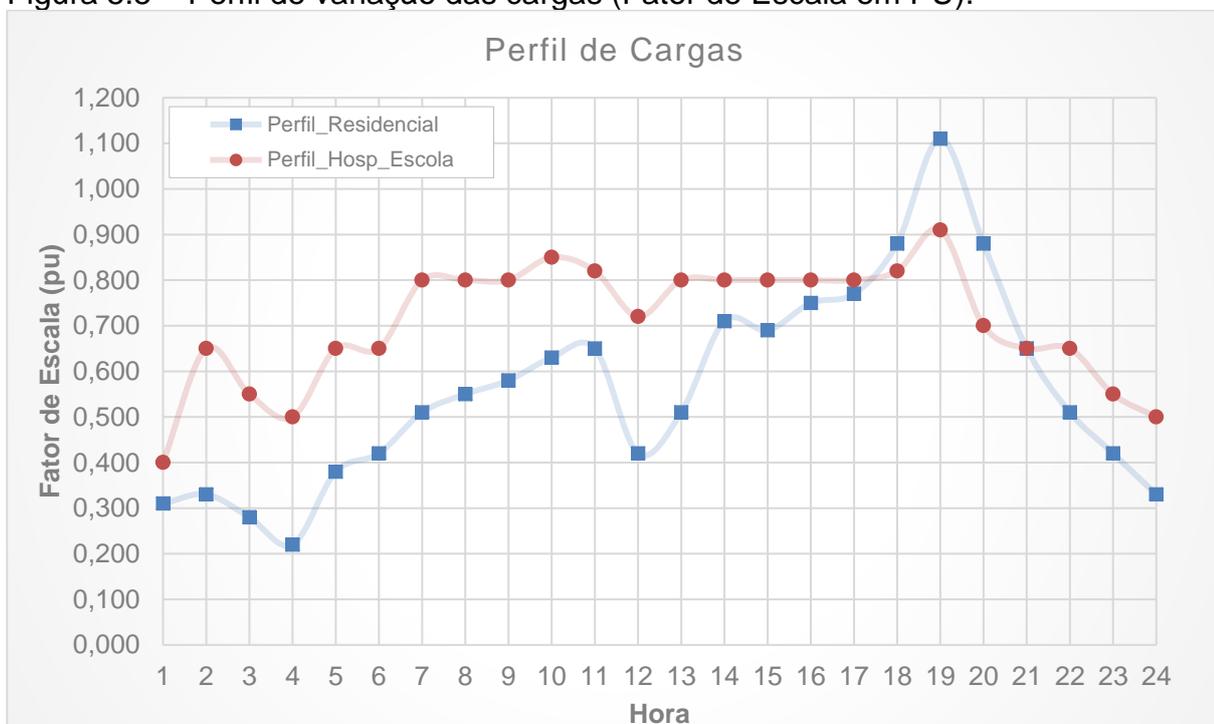
O Quadro 5.1 apresenta quais curvas foram usadas para cada uma das cargas de Baixa Tensão (BT) (380/220V). Para o nível de Média Tensão (MT) (13,8kV) e Alta Tensão (AT) (69kV) não houve alterações no FE, uma vez que o estudo é direcionado aos TRD e seus carregamentos, em função da variação das cargas da BT. A Figura 5.5 demonstra a variação do FE ao longo de 24h, para cada uma das duas curvas. Os pontos de FE destas curvas se encontram no Apêndice C.

Quadro 5.1 – Perfis de FE para cada tipo de carga da BT.

Número das Barras	Nome do Grupo de Cargas	Curva de variação de FE associada
Barra 4	Mercado	Perfil Residencial
Barra 7 e Barra 9	Centro	Perfil Residencial
Barra 11	Hospital/Escola	Perfil Hospital/Escola
Barra 14 e Barra 16	Bairro Alvorada	Perfil Residencial
Barra 18 e Barra 20	Bairro Bela Vista	Perfil Residencial

Fonte: Autor.

Figura 5.5 – Perfil de variação das cargas (Fator de Escala em PU).



Fonte: Autor.

Para acompanhar esta variação das cargas, as medições de P também precisaram ser alteradas, para que o EE tivesse lógica e conseguisse operar

devidamente. Em termos práticos, os valores dos medidores são considerados como medidas presentes na rede, enquanto as demais variáveis são determinadas pelo fluxo e pela estimação. A Tabela 5.9 traz o valor das potências medidas nos principais medidores de P para cada uma das 24h.

Tabela 5.9 – Medições de P ao longo de 24h.

Hora	Medidor Residência Mercado (kW)	Medidor Centro 1 (kW)	Medidor Centro 2 MT (kW)	Medidor Hosp. Escola (kW)	Medidor Linha Alvorada2 (kW)	Medidor Linha BelaVista1 (kW)	Medidor Linha BelaVista2 (kW)
01:00	5,02	24,80	19,00	51,00	21,88075	18,40	16,559
02:00	4,00	18,50	16,50	49,00	23,00	17,50	14,00
03:00	3,50	17,00	15,00	41,00	19,00	16,00	13,50
04:00	3,00	11,00	12,00	37,00	17,50	14,80	12,00
05:00	4,90	27,00	22,50	56,00	24,00	21,20	19,70
06:00	6,00	28,00	30,00	70,00	30,00	25,00	17,40
07:00	10,00	45,00	30,00	85,00	42,00	35,00	37,70
08:00	10,00	50,00	40,00	100,00	65,00	52,00	40,60
09:00	14,00	52,00	39,00	108,00	69,00	59,00	47,85
10:00	13,00	49,00	37,00	108,50	72,00	59,00	47,85
11:00	15,00	52,50	37,00	99,85	58,00	51,00	42,00
12:00	9,00	42,00	29,00	95,00	51,00	39,00	37,00
13:00	13,00	49,50	35,00	98,00	50,00	37,00	37,00
14:00	17,00	55,00	37,00	106,00	61,00	57,00	46,00
15:00	16,20	53,50	36,60	105,00	60,10	56,20	46,10
16:00	19,00	55,00	43,00	115,00	72,00	60,00	52,00
17:00	27,00	37,00	21,00	106,00	61,00	58,00	59,00
18:00	33,00	35,00	19,00	130,00	67,00	59,00	53,00
19:00	51,00	42,00	42,00	156,00	65,00	63,00	58,00
20:00	26,00	29,00	22,00	85,00	61,00	55,00	53,00
21:00	14,50	34,00	29,00	79,00	56,00	51,00	42,50
22:00	12,00	26,00	25,00	73,00	38,00	26,00	24,00
23:00	11,00	25,00	25,00	43,00	37,00	26,00	25,00
24:00	10,00	23,00	22,00	39,00	25,00	20,00	21,00

Fonte: Autor.

Com estes valores de medição e com a variação dos cenários seguindo o FE, traçaram-se 24 cenários distintos, onde cada um representa uma hora de um dia. O processo na sequência é aplicar o EE para cada uma das horas, de forma a determinar os carregamentos dos TRD. Em situações práticas, em um ADMS moderno, o algoritmo de EE é executado em média a cada 15 minutos. Isso daria mais precisão nos dados, entretanto, as 24h simuladas são suficientes para este método proposto.

5.4. Aplicação do Estimador de Estados: 24 horas

Conforme os dados apresentados na seção anterior do capítulo, foram simulados 24 cenários distintos, onde, cada um representa uma hora de um ciclo diário. Executou-se o algoritmo de FP no programa *DlgSILENT Power Factory* e, na sequência, o algoritmo do EE (uma vez que o algoritmo do EE necessita também de dados do próprio FP). Com base nas 24 simulações, foi possível determinar a estimação do carregamento de potência aparente em cada um dos oito TRD. Os Apêndices A.4, A.5, A.6, A.7, A.8, A.9, A.10 e A.11 apresentam plantas de simulações de fluxo de potência e estimação de estados para 4 horas distintas do dia. A Tabela 5.10 apresenta a solução final dos carregamentos dos TRD via FP, enquanto a Tabela 5.11 apresenta a solução final dos carregamentos dos TRD via EE.

Tabela 5.10 – Carregamento de Potência Aparente em PU dos TRD via FP.

Hora	TRD1	TRD2	TRD3	TRD4	TRD5	TRD6	TRD7	TRD8
01:00	0,0649	0,3850	0,9751	0,2327	0,3553	0,3083	0,2649	0,2521
02:00	0,0615	0,4003	0,9754	0,3680	0,3773	0,3274	0,2810	0,2378
03:00	0,0726	0,3638	0,9744	0,3137	0,3224	0,2798	0,2408	0,2521
04:00	0,0940	0,3292	0,9750	0,2866	0,2569	0,2229	0,1927	0,2165
05:00	0,0605	0,4420	0,9780	0,3681	0,4325	0,3752	0,3214	0,1740
06:00	0,0674	0,4782	0,9812	0,3681	0,4768	0,4135	0,3539	0,2879
07:00	0,0986	0,5672	0,9916	0,4500	0,5769	0,5002	0,4272	0,3166
08:00	0,1160	0,6100	0,9979	0,4501	0,6216	0,5389	0,4599	0,3816
09:00	0,1297	0,6428	1,0031	0,4501	0,6552	0,5680	0,4845	0,4105
10:00	0,1535	0,6984	1,0130	0,4775	0,7114	0,6166	0,5256	0,4323
11:00	0,1633	0,7209	1,0173	0,4611	0,7340	0,6361	0,5420	0,4687
12:00	0,0674	0,4782	0,9811	0,4062	0,4768	0,4135	0,3539	0,4832
13:00	0,0986	0,5672	0,9916	0,4500	0,5769	0,5002	0,4272	0,3166
14:00	0,1930	0,7893	1,0317	0,4502	0,8018	0,6946	0,5915	0,3816
15:00	0,1830	0,7663	1,0267	0,4502	0,7791	0,6751	0,5750	0,5270
16:00	0,2131	0,8355	1,0423	0,4502	0,8472	0,7338	0,6246	0,5124
17:00	0,2233	0,8588	1,0479	0,4502	0,8699	0,7534	0,6412	0,5563
18:00	0,2797	0,9887	1,0824	0,4613	0,9955	0,8617	0,7326	0,5710
19:00	0,3998	1,2684	1,1721	0,5109	1,2616	1,0903	0,9255	0,6519
20:00	0,2797	0,9885	1,0825	0,3684	0,9955	0,8617	0,7326	0,8225
21:00	0,1633	0,7207	1,0175	0,3683	0,7340	0,6361	0,5420	0,6519
22:00	0,0986	0,5671	0,9918	0,3682	0,5769	0,5002	0,4272	0,4832
23:00	0,0674	0,4781	0,9813	0,3138	0,4768	0,4135	0,3539	0,3816
24:00	0,0615	0,3777	0,9747	0,2667	0,3773	0,3274	0,2810	0,3166

Fonte: Autor.

Tabela 5.11 – Carregamento de Potência Aparente em PU dos TRD via EE.

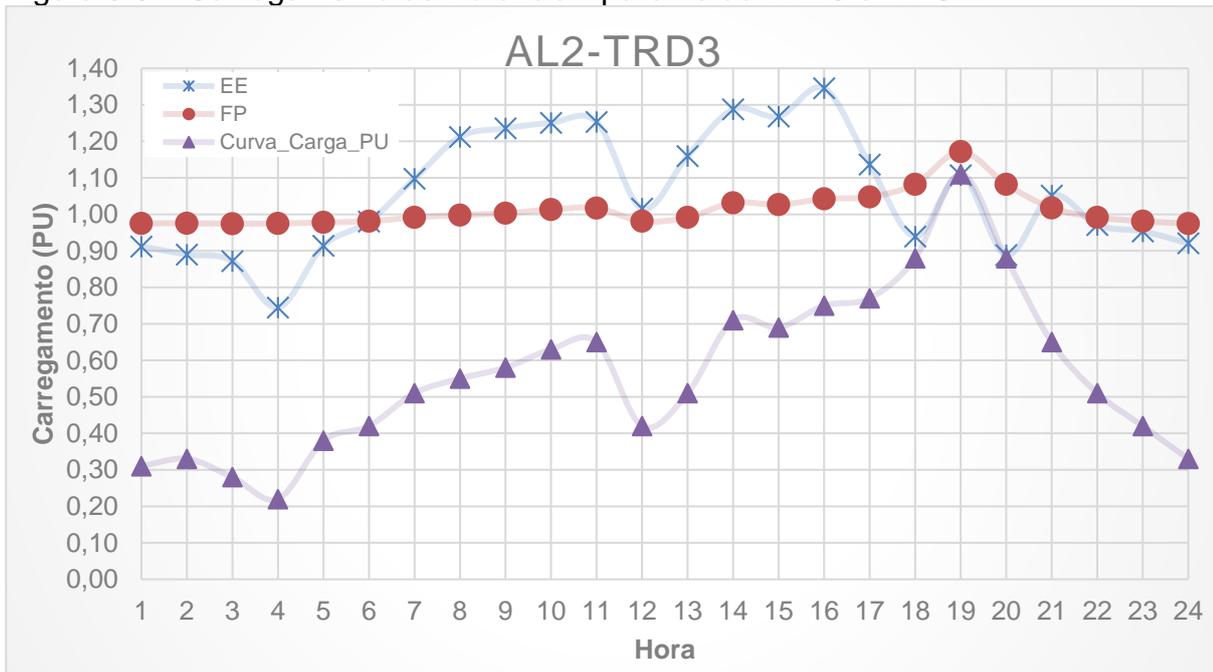
Hora	TRD1	TRD2	TRD3	TRD4	TRD5	TRD6	TRD7	TRD8
01:00	0,0750	0,3887	0,9119	0,4089	0,2917	0,3083	0,2646	0,2378
02:00	0,0785	0,3396	0,8900	0,3905	0,2764	0,3273	0,2549	0,2521
03:00	0,0697	0,3306	0,8720	0,3492	0,3615	0,2798	0,2335	0,2165
04:00	0,0597	0,3075	0,7445	0,5099	0,4675	0,2230	0,2145	0,1740
05:00	0,0876	0,4091	0,9139	0,6150	0,1944	0,3750	0,3024	0,2878
06:00	0,0950	0,4149	0,9804	0,5141	0,1796	0,4133	0,3502	0,3165
07:00	0,1121	0,6336	1,0977	0,7484	0,3553	0,4998	0,4740	0,3813
08:00	0,1240	0,7020	1,2123	0,8047	0,6097	0,5384	0,6839	0,4102
09:00	0,1265	0,7298	1,2357	0,8337	0,7441	0,5674	0,7693	0,4319
10:00	0,1362	0,6879	1,2507	0,7660	0,8248	0,6158	0,7657	0,4681
11:00	0,1396	0,7372	1,2533	0,8047	0,7597	0,6352	0,6660	0,4826
12:00	0,0953	0,5928	1,0157	0,7875	0,2623	0,4133	0,5247	0,3165
13:00	0,1121	0,6952	1,1597	0,7975	0,3759	0,4998	0,4987	0,3813
14:00	0,1516	0,7724	1,2877	0,8265	0,9287	0,6936	0,7351	0,5263
15:00	0,1476	0,7511	1,2683	0,8230	0,8870	0,6741	0,7269	0,5117
16:00	0,1595	0,7720	1,3455	0,8582	1,0285	0,7326	0,7681	0,5554
17:00	0,1633	0,5273	1,1365	0,8276	1,0360	0,7521	0,7422	0,5700
18:00	0,1517	0,5018	0,9391	0,9047	1,2815	0,8599	0,8215	0,6506
19:00	0,1915	0,5914	1,1074	1,0797	1,7496	1,0872	0,8876	0,8201
20:00	0,1517	0,4306	0,8885	0,6068	1,2269	0,8599	0,7695	0,6506
21:00	0,1396	0,4899	1,0519	0,5692	0,7597	0,6352	0,6660	0,4826
22:00	0,1118	0,3993	0,9709	0,5324	0,2721	0,4998	0,3647	0,3813
23:00	0,0950	0,3906	0,9534	0,3599	0,1809	0,4133	0,3624	0,3165
24:00	0,0785	0,3732	0,9208	0,3399	0,2497	0,3273	0,2853	0,2521

Fonte: Autor.

Apenas para fins comparativos, a Figura 5.6 (Alimentador 2, TRD3) e a Figura 5.7 (Alimentador 3, TRD6) apresentam visualmente a diferença dos resultados obtidos nas execuções do FP e EE, em função da variação da carga. Ao observar as curvas da Figura 5.6, percebe-se facilmente que o resultado do EE acompanha variação da carga (realizada pelo FE). Ou seja, o perfil de carregamento apresentado é mais fiel que o perfil do FP. Isso demonstra a importância do EE, uma vez que este método possui maior precisão que o FP.

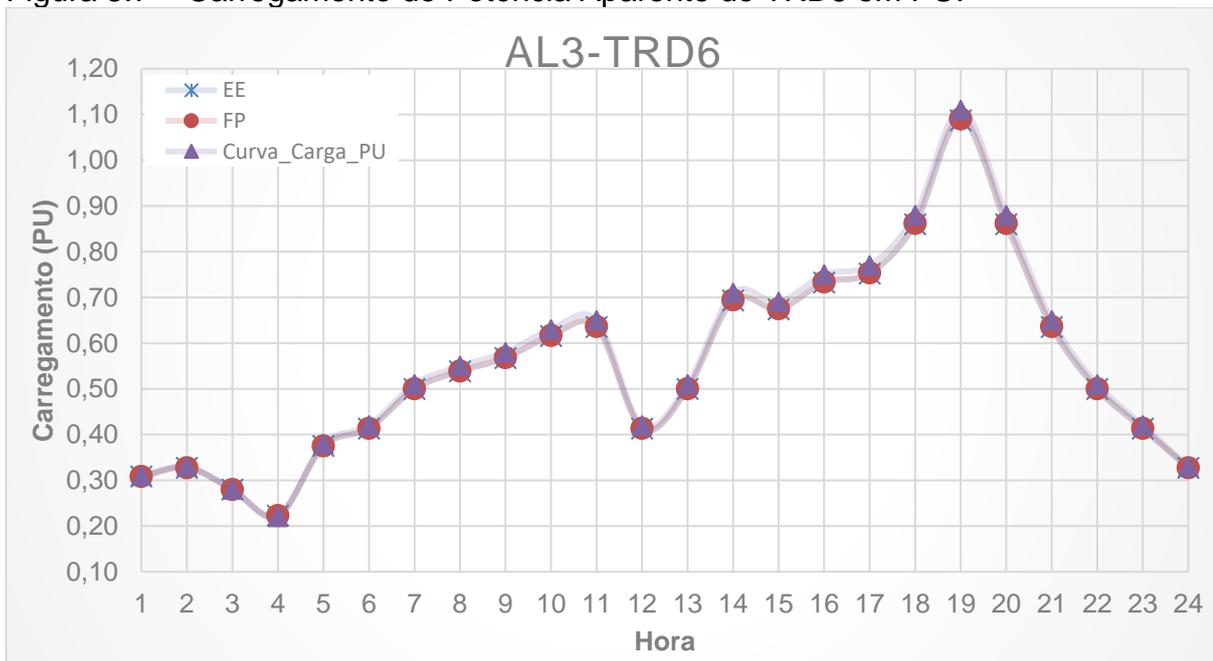
Por outro lado, em algumas situações, o valor do EE pode ser próximo do valor do FP. O significado dessa ocorrência é que o valor estimado indiretamente acabou validando os resultados do FP para os ramos e as barras em questão. É o caso da Figura 5.7, cujas respostas de ambos algoritmos são praticamente iguais.

Figura 5.6 – Carregamento de Potência Aparente do TRD3 em PU.



Fonte: Autor.

Figura 5.7 – Carregamento de Potência Aparente do TRD6 em PU.



Fonte: Autor.

Assim, verifica-se que a aplicação do método de EE pode acabar validando dados já obtidos pelo FP. Em contrapartida, para cenários que o FP não é capaz de identificar o real estado da rede, o EE faz o auxílio.

5.5. Estimação do Comportamento Térmico dos TRD

Com os dados da Tabela 5.11, com uma curva de temperatura ambiente e com parâmetros físicos e mecânicos, é possível realizar o estudo térmico dos TRD. Isso tem um significado importante: pode-se dizer que a partir do método proposto, indiretamente, é possível estimar as temperaturas durante a operação destes trafos por meio da aplicação do EE. Para a realização dos estudos, serão apresentados dois estudos de caso. O primeiro estudo leva em consideração dados reais (fornecidos por um fabricante) para os transformadores. Já o segundo estudo leva em consideração valores arbitrariamente escolhidos para um modelo ideal de elevada eficiência, conforme a norma NBR 5440 (2014).

5.5.1 Transformadores Reais

Tomando como referência os dados fornecidos por um fabricante de TRD, obteve-se o comportamento térmico e a estimativa das temperaturas para a operação estudada. Os dados nominais dos trafos reais utilizados nas simulações são apresentados na Tabela 5.12 e na Tabela 5.13.

Tabela 5.12 – Transformador de Distribuição (Fabricante) de 75kVA.

Transformadores: TRD1, TRD2, TRD3, TRD5, TRD6, TRD7, TRD8		
Descrição: 75 kVA - 13,8kV/380V ONAN	Unid.	Valor
Potência base para Ensaio de Perdas	kVA	75
Temperatura base do Ensaio de Perdas	°C	80
Perdas Joules (I^2R) obtidas em ensaio	W	870
Perdas <i>Eddy</i> nos Enrolamentos obtidas em ensaio	W	0
Perdas por Dispersão obtidas em ensaio	W	40
Perdas no Núcleo obtidas em ensaio	W	145
Peso do Núcleo obtido em projeto	lb	418,9
Peso do Tanque e Radiadores obtidos do projeto	lb	242,5
Volume de óleo obtido em projeto	gal	47,3
Carregamento base para Operação Nominal	kVA	75
Temperatura ambiente no momento da Operação Nominal	°C	30
Taxa de aumento médio da temp. dos enrolamentos sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	65
Taxa de aumento (ensaiada) média da temperatura do enrolamento sobre a temperatura ambiente	°C	65
Aumento da temp. <i>hot-spot</i> do enrolamento sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	80
Aumento temperatura de topo de óleo sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	60
Aumento temperatura de fundo de óleo sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	57

Fonte: Autor.

Tabela 5.13 – Transformador de Distribuição (Fabricante) de 150kVA.

Transformador: TRD4		
Descrição: 150 kVA - 13,8kV/380V ONAN	Unid.	Valor
Potência base para Ensaio de Perdas	kVA	150
Temperatura base do Ensaio de Perdas	°C	80
Perdas Joules (I^2R) obtidas em ensaio	W	1910
Perdas <i>Eddy</i> nos Enrolamentos obtidas em ensaio	W	73
Perdas por Dispersão obtidas em ensaio	W	0
Perdas no Núcleo obtidas em ensaio	W	625
Peso do Núcleo obtido em projeto	lb	785,4
Peso do Tanque e Radiadores obtidos do projeto	lb	453,3
Volume de óleo obtido em projeto	gal	89,4
Carregamento base para Operação Nominal	kVA	150
Temperatura ambiente no momento da Operação Nominal	°C	30
Taxa de aumento médio da temp. dos enrolamentos sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	65
Taxa de aumento (ensaiada) média da temperatura do enrolamento sobre a temperatura ambiente	°C	54
Aumento da temp. <i>hot-spot</i> do enrolamento sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	80
Aumento temperatura de topo de óleo sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	60
Aumento temperatura de fundo de óleo sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	55

Fonte: Autor.

Para estes transformadores, realizaram-se simulações do comportamento térmico, utilizando o algoritmo descrito no Apêndice D, baseado nas equações do Anexo G da norma IEEE Std. 57.91-2011 (2012). Utilizou-se o carregamento em PU obtido via EE (apresentado na Tabela 5.11) de parâmetro de entrada. Ainda, para a curva de temperatura ambiente, utilizaram-se dados reais medidos na cidade de São Leopoldo em novembro de 2005 (JESUS et al., 2006), encontrados na curva presente no Anexo B.

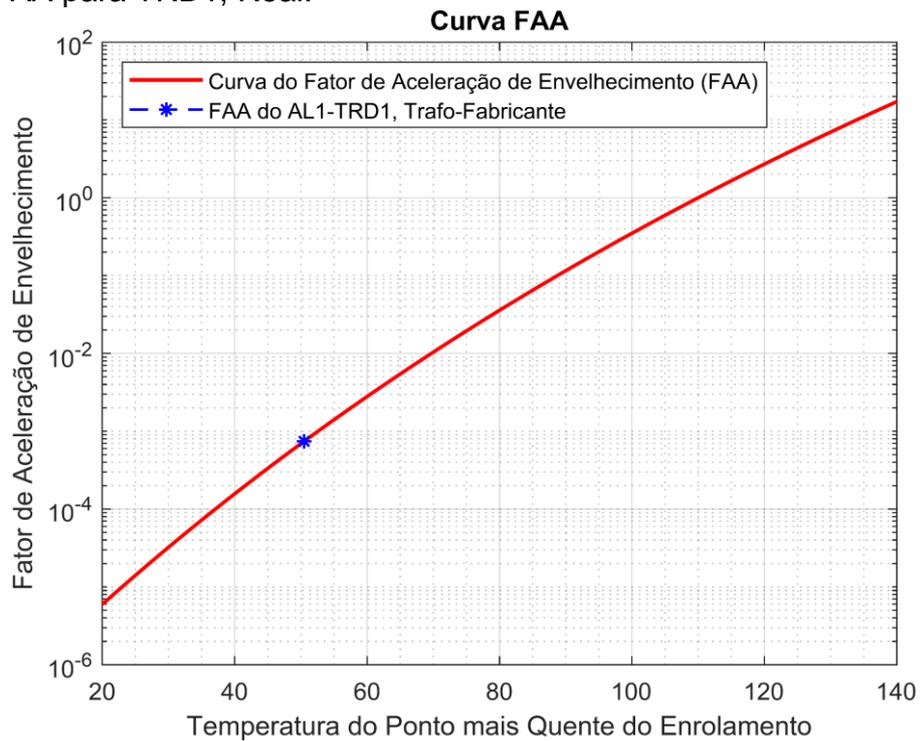
Com os parâmetros enunciados, obtiveram-se, para o TRD1 os resultados térmicos da Tabela 5.14, Figura 5.8 e Figura 5.9. Conforme se vê, este transformador está totalmente subutilizado, visto que há uma grande folga de carregamento para sua capacidade nominal. Assim, conseqüentemente, as temperaturas de operação estão bem abaixo dos limites tolerados pelas normas.

Tabela 5.14 – Resumo dos Resultados do TRD1 para o Transformador Real.

Resultado/Análise	Unid.	Valor	Hora da ocorrência
Temperatura máxima <i>Hot-spot</i>	°C	52,206	20:00
Temperatura máxima no Topo do óleo	°C	51,100	20:00
Envelhecimento Equivalente	horas	0,0138	Ñ se aplica
Fator de Envelhecimento Equivalente	PU	0,0006	Ñ se aplica

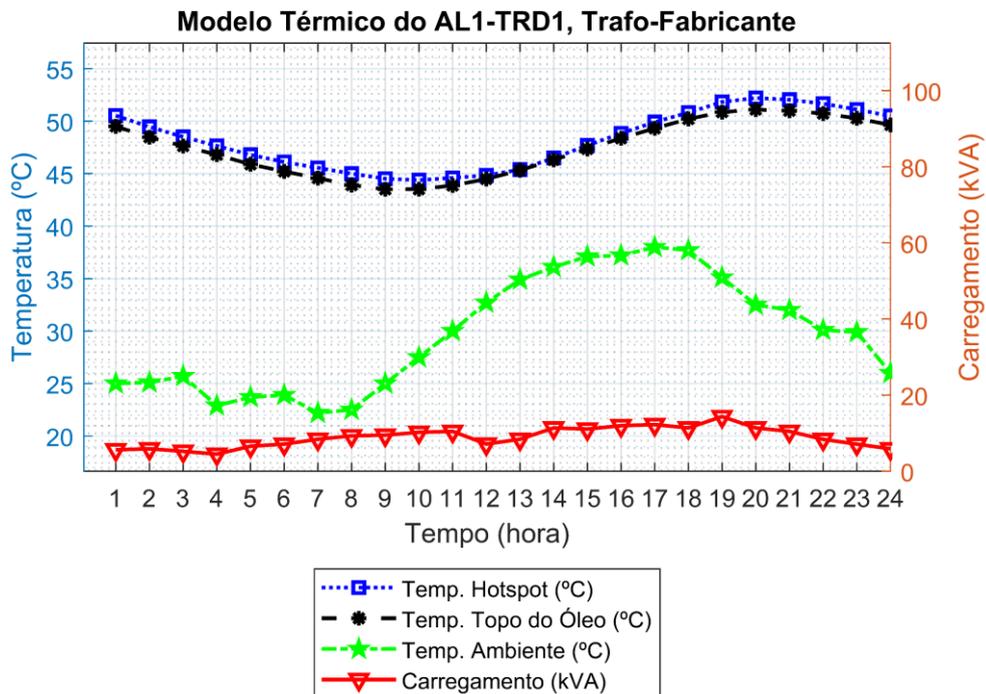
Fonte: Autor.

Figura 5.8 – FAA para TRD1, Real.



Fonte: Autor.

Figura 5.9 – Temperaturas e Carregamento para TRD1, Real.

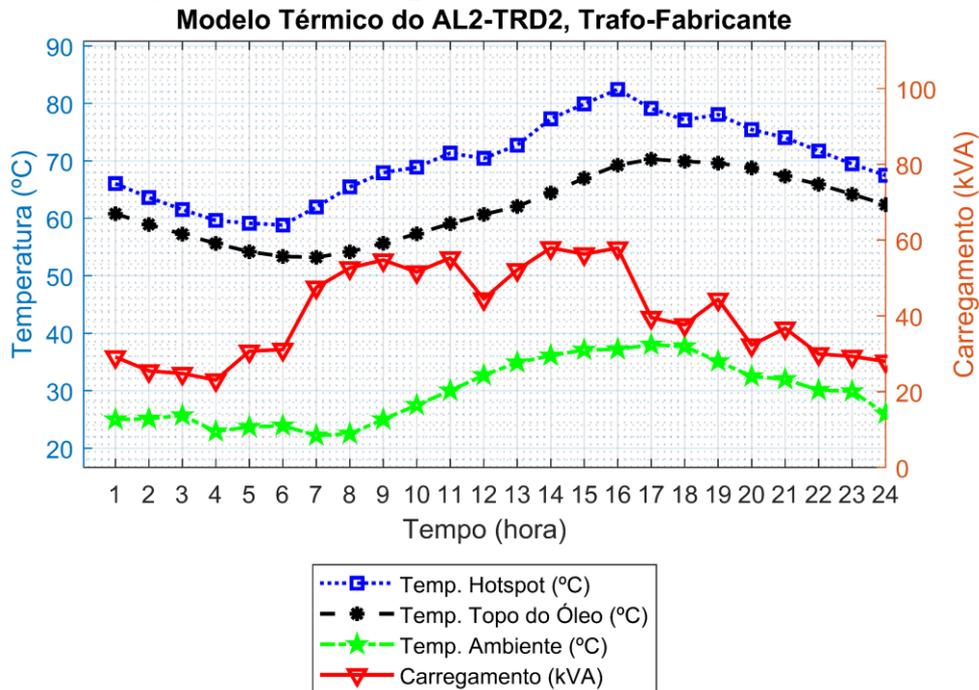


Fonte: Autor.

Para os resultados do TRD2, se apresentam a Figura 5.10 e a Tabela 5.15. O FAA não será apresentado para os demais transformadores, uma vez que seu parâmetro apenas interessa para determinar o Envelhecimento Equivalente, que está

explícito nas tabelas. Assim como o TRD1, percebe-se que o TRD2 também está em operação abaixo da nominal durante a predominância do ciclo diário. Isto aumenta sua vida útil e também a segurança operativa.

Figura 5.10 – Temperaturas e Carregamento para TRD2, Real.



Fonte: Autor.

Tabela 5.15 – Resumo dos Resultados do TRD2 para o Transformador Real.

Resultado/Análise	Unid.	Valor	Hora da ocorrência
Temperatura máxima <i>Hot-spot</i>	°C	82,435	16:00
Temperatura máxima no Topo do óleo	°C	70,274	17:00
Envelhecimento Equivalente	horas	0,3484	Ñ se aplica
Fator de Envelhecimento Equivalente	PU	0,0145	Ñ se aplica

Fonte: Autor.

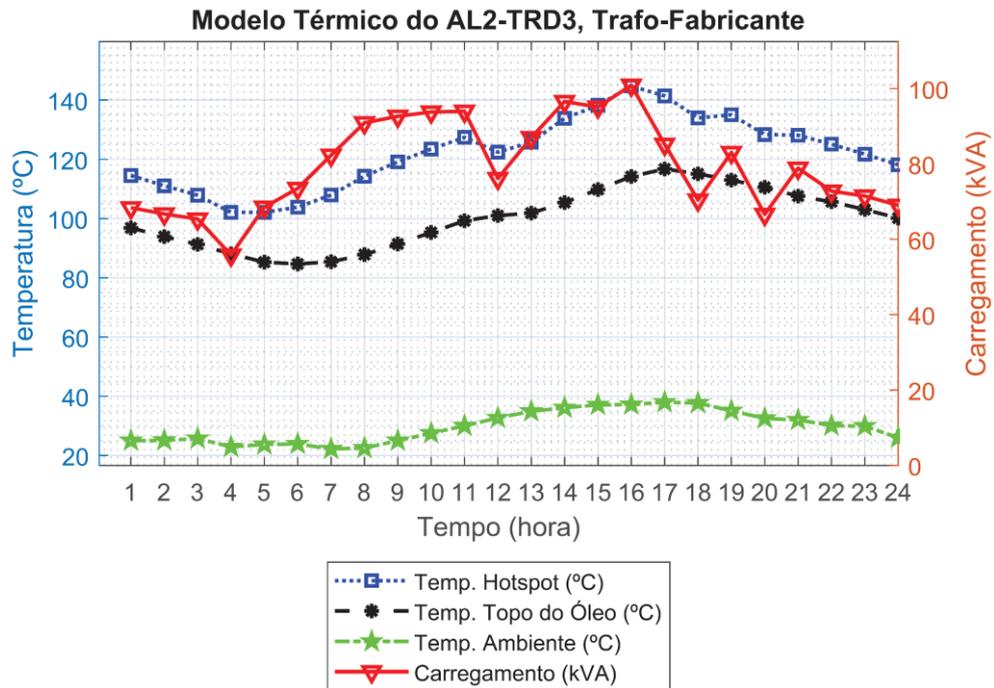
Os resultados do TRD3 são apresentados na Tabela 5.16 e na Figura 5.11. Este transformador opera praticamente, durante todo o ciclo diário, acima de sua capacidade nominal. Mesmo dentro dos limites sugeridos pelas normas, essa operação elevada faz com que seu material isolante envelheça rapidamente.

Tabela 5.16 – Resumo dos Resultados do TRD3 para o Transformador Real.

Resultado/Análise	Unid.	Valor	Hora da ocorrência
Temperatura máxima <i>Hot-spot</i>	°C	144,737	16:00
Temperatura máxima no Topo do óleo	°C	116,749	17:00
Envelhecimento Equivalente	horas	139,407	Ñ se aplica
Fator de Envelhecimento Equivalente	PU	5,8086	Ñ se aplica

Fonte: Autor.

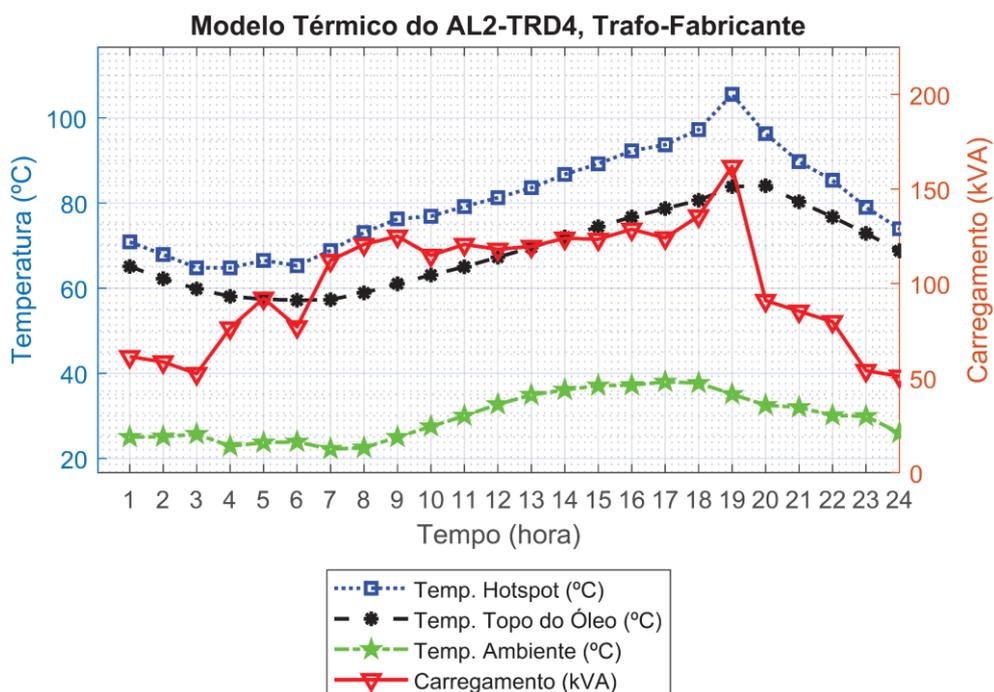
Figura 5.11 – Temperaturas e Carregamento para TRD3, Real.



Fonte: Autor.

A Figura 5.12 e a Tabela 5.17 apresentam os resultados das simulações para o TRD4. Este transformador, assim como o TRD1 e o TRD2, opera com capacidade bem abaixo da sua condição nominal durante a maior parte do tempo. Assim, na prática, sua vida útil também seria bem acima da prevista, durante o passar dos anos.

Figura 5.12 – Temperaturas e Carregamento para TRD4, Real.



Fonte: Autor.

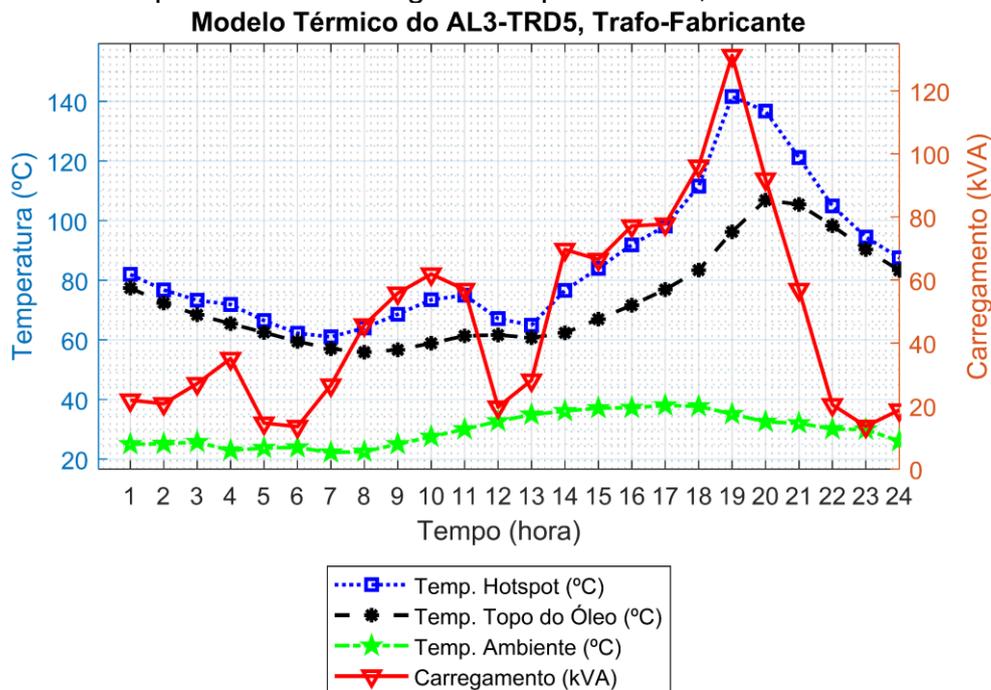
Tabela 5.17 – Resumo dos Resultados do TRD4 para o Transformador Real.

Resultado/Análise	Unid.	Valor	Hora da ocorrência
Temperatura máxima <i>Hot-spot</i>	°C	105,537	19:00
Temperatura máxima no Topo do óleo	°C	84,076	20:00
Envelhecimento Equivalente	horas	2,0697	Ñ se aplica
Fator de Envelhecimento Equivalente	PU	0,0862	Ñ se aplica

Fonte: Autor.

A Figura 5.13 e a Tabela 5.18 apresentam os resultados para o TRD5. Este transformador opera durante a maior parte do tempo na condição nominal ou abaixo dela. Entretanto, devido o carregamento entre às 18:00 e às 20:00, o índice de Envelhecimento Equivalente resultante é elevado, reduzindo assim a vida útil do trafo.

Figura 5.13 – Temperaturas e Carregamento para TRD5, Real.



Fonte: Autor.

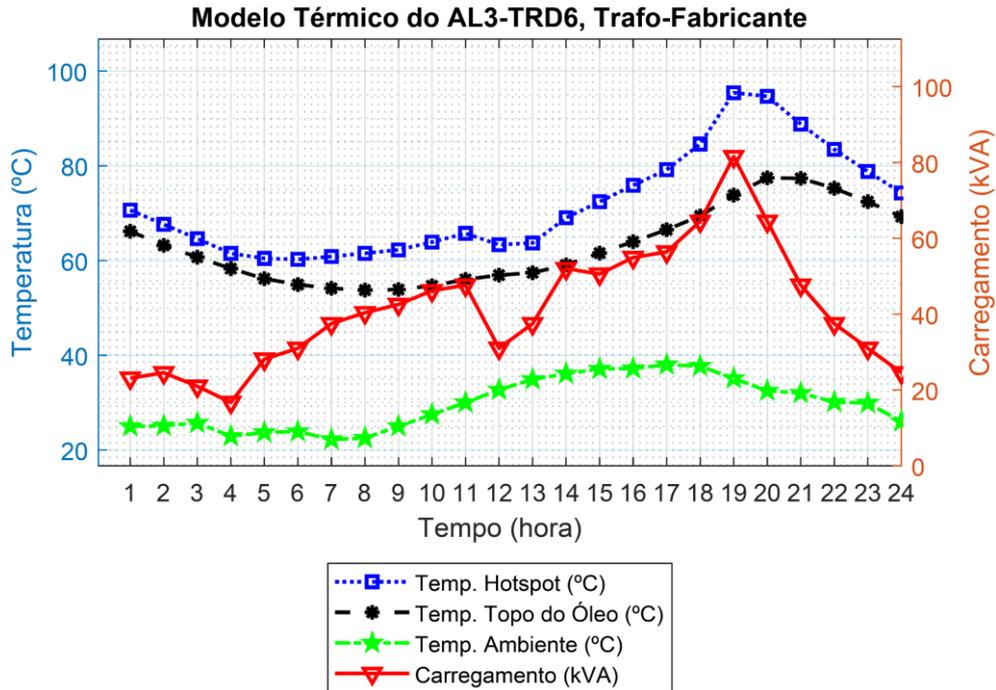
Tabela 5.18 – Resumo dos Resultados do TRD5 para o Transformador Real.

Resultado/Análise	Unid.	Valor	Hora da ocorrência
Temperatura máxima <i>Hot-spot</i>	°C	141,639	19:00
Temperatura máxima no Topo do óleo	°C	106,884	20:00
Envelhecimento Equivalente	horas	37,3242	Ñ se aplica
Fator de Envelhecimento Equivalente	PU	1,5552	Ñ se aplica

Fonte: Autor.

A Figura 5.14 e a Tabela 5.19 apresentam a solução para o TRD6. Assim como o TRD1, TRD2 e TRD4, este transformador está subutilizado durante a maior parte do tempo. Como nos anteriores, o tempo de vida útil deste transformador aumentará.

Figura 5.14 – Temperaturas e Carregamento para TRD6, Real.



Fonte: Autor.

Tabela 5.19 – Resumo dos Resultados do TRD6 para o Transformador Real.

Resultado/Análise	Unid.	Valor	Hora da ocorrência
Temperatura máxima <i>Hot-spot</i>	°C	95,429	19:00
Temperatura máxima no Topo do óleo	°C	77,469	20:00
Envelhecimento Equivalente	horas	0,811	Ñ se aplica
Fator de Envelhecimento Equivalente	PU	0,0338	Ñ se aplica

Fonte: Autor.

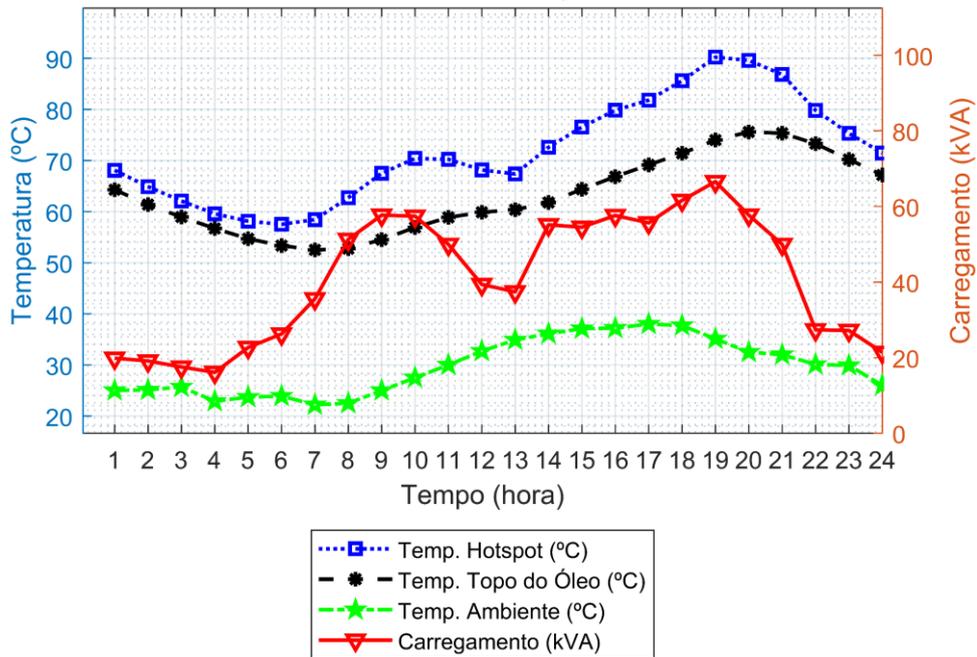
A Tabela 5.20 e a Figura 5.15 apresentam os resultados para o TRD7. A Tabela 5.21 e a Figura 5.16 apresentam os resultados para o TRD8. Ambos transformadores (TRD7 e TRD8) estão, também, subutilizados na maior parte do tempo. Em consequência disso, a vida útil se eleva pois os isolantes sofrem menos durante a operação.

Tabela 5.20 – Resumo dos Resultados do TRD7 para o Transformador Real.

Resultado/Análise	Unid.	Valor	Hora da ocorrência
Temperatura máxima <i>Hot-spot</i>	°C	90,207	19:00
Temperatura máxima no Topo do óleo	°C	75,571	20:00
Envelhecimento Equivalente	horas	0,637	Ñ se aplica
Fator de Envelhecimento Equivalente	PU	0,0266	Ñ se aplica

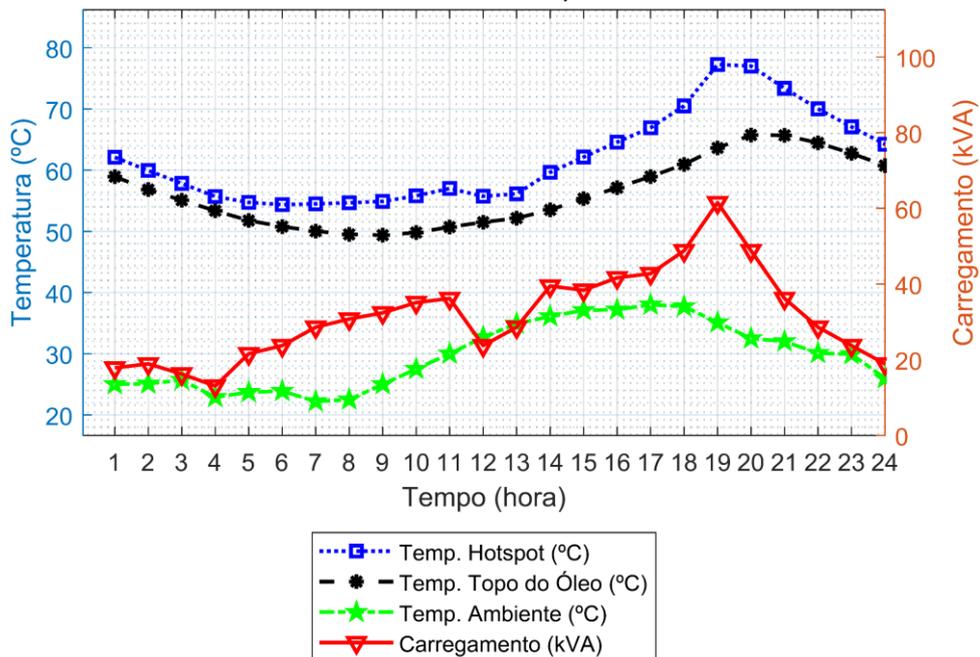
Fonte: Autor.

Figura 5.15 – Temperaturas e Carregamento para TRD7, Real.
Modelo Térmico do AL3-TRD7, Trafo-Fabricante



Fonte: Autor.

Figura 5.16 – Temperaturas e Carregamento para TRD8, Real.
Modelo Térmico do AL3-TRD8, Trafo-Fabricante



Fonte: Autor.

Tabela 5.21 – Resumo dos Resultados do TRD8 para o Transformador Real.

Resultado/Análise	Unid.	Valor	Hora da ocorrência
Temperatura máxima <i>Hot-spot</i>	°C	77,266	19:00
Temperatura máxima no Topo do óleo	°C	65,746	20:00
Envelhecimento Equivalente	horas	0,1421	Ñ se aplica
Fator de Envelhecimento Equivalente	PU	0,0059	Ñ se aplica

Fonte: Autor.

5.5.2 Transformadores Normalizados (Elevada Eficiência)

Para fins de comparação de cenários, criou-se um estudo para transformadores de Classe A (Elevada Eficiência), baseados na norma ABNT NBR5440 (2014). A Tabela 5.22 e a Tabela 5.23 trazem as especificações ideais escolhidas.

Tabela 5.22 – Transformador de Distribuição (Normalizado) de 75kVA.

Transformadores: TRD1, TRD2, TRD3, TRD5, TRD6, TRD7, TRD8		
Descrição: 75 kVA - 13,8kV/380V ONAN	Unid.	Valor
Potência base para Ensaio de Perdas	kVA	75
Temperatura base do Ensaio de Perdas	°C	85
Perdas Joules (I^2R) obtidas em ensaio	W	745
Perdas <i>Eddy</i> nos Enrolamentos obtidas em ensaio	W	0
Perdas por Dispersão obtidas em ensaio	W	0
Perdas no Núcleo obtidas em ensaio	W	150
Peso do Núcleo obtido em projeto	lb	347,3
Peso do Tanque e Radiadores obtidos do projeto	lb	200,8
Volume de óleo obtido em projeto	gal	47,3
Carregamento base para Operação Nominal	kVA	75
Temperatura ambiente no momento da Operação Nominal	°C	30
Taxa de aumento médio da temp. dos enrolamentos sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	65
Taxa de aumento (ensaiada) média da temperatura do enrolamento sobre a temperatura ambiente	°C	65
Aumento da temp. <i>hot-spot</i> do enrolamento sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	80
Aumento temperatura de topo de óleo sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	60
Aumento temperatura de fundo de óleo sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	55

Fonte: Autor.

Tabela 5.23 – Transformador de Distribuição (Normalizado) de 150kVA.

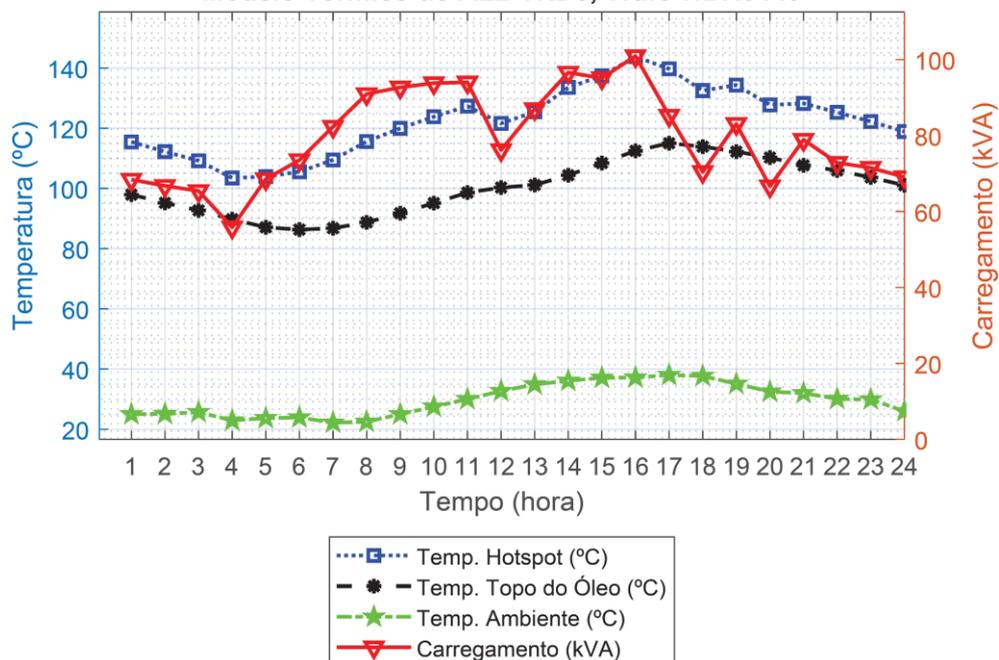
Transformador: TRD4		
Descrição: 150 kVA - 13,8kV/380V ONAN	Unid.	Valor
Potência base para Ensaio de Perdas	kVA	150
Temperatura base do Ensaio de Perdas	°C	75
Perdas Joules (I^2R) obtidas em ensaio	W	1255
Perdas <i>Eddy</i> nos Enrolamentos obtidas em ensaio	W	0
Perdas por Dispersão obtidas em ensaio	W	0
Perdas no Núcleo obtidas em ensaio	W	245
Peso do Núcleo obtido em projeto	lb	653,2
Peso do Tanque e Radiadores obtidos do projeto	lb	387,9
Volume de óleo obtido em projeto	gal	89,73
Carregamento base para Operação Nominal	kVA	75
Temperatura ambiente no momento da Operação Nominal	°C	30
Taxa de aumento médio da temp. dos enrolamentos sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	65
Taxa de aumento (ensaiada) média da temperatura do enrolamento sobre a temperatura ambiente	°C	65
Aumento da temp. <i>hot-spot</i> do enrolamento sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	80
Aumento temperatura de topo de óleo sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	60
Aumento temperatura de fundo de óleo sobre a temperatura ambiente em carga nominal	°C	55

Fonte: Autor.

A partir dessas considerações, executaram-se as mesmas rotinas do caso anterior. Para os transformadores que estavam subutilizados no caso anterior (TRD1, TRD2, TRD4, TRD6, TRD7 e TRD8), o impacto da mudança de parâmetros para este caso foi insignificante. Desta forma, apenas apresentam-se os resultados do TRD3 e do TRD5.

A Figura 5.17 e a Tabela 5.24 apresentam os resultados do TRD3, enquanto a Tabela 5.25 e a Figura 5.18 apresentam os resultados do TRD5.

Figura 5.17 – Temperaturas e Carregamento para TRD3, Elevada Eficiência.
Modelo Térmico do AL2-TRD3, Trafo-NBR5440



Fonte: Autor.

Tabela 5.24 – Resumo dos Resultados do TRD3 para o Elevada Eficiência.

Resultado/Análise	Unid.	Valor	Hora da ocorrência
Temperatura máxima <i>Hot-spot</i>	°C	143,782	16:00
Temperatura máxima no Topo do óleo	°C	115,032	17:00
Envelhecimento Equivalente	horas	132,274	Ñ se aplica
Fator de Envelhecimento Equivalente	PU	5,5114	Ñ se aplica

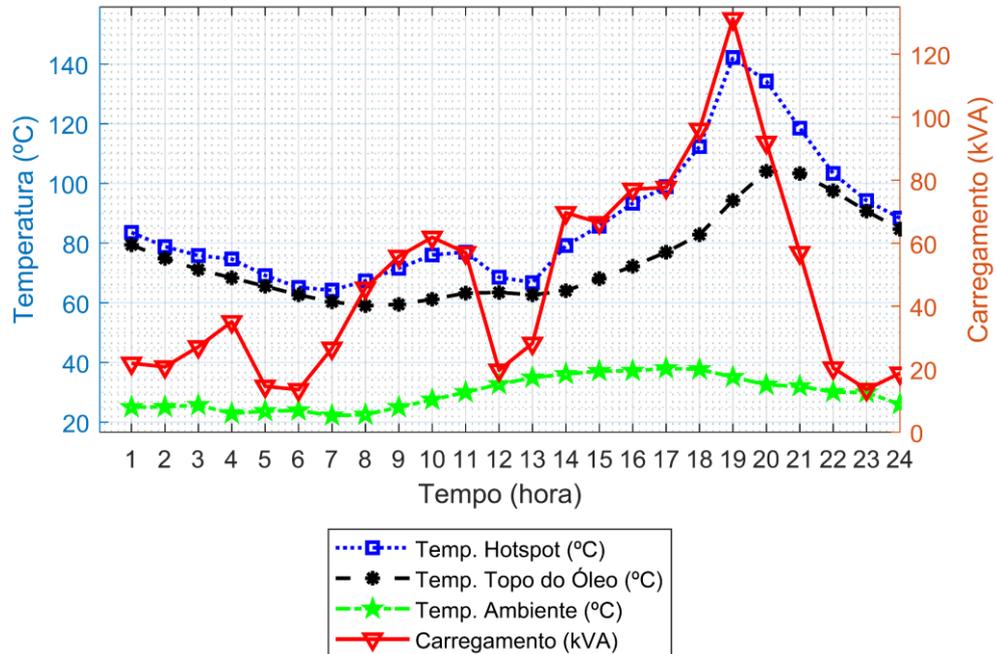
Fonte: Autor.

Tabela 5.25 – Resumo dos Resultados do TRD5 para o Elevada Eficiência.

Resultado/Análise	Unid.	Valor	Hora da ocorrência
Temperatura máxima <i>Hot-spot</i>	°C	142,151	19:00
Temperatura máxima no Topo do óleo	°C	104,083	20:00
Envelhecimento Equivalente	horas	34,208	Ñ se aplica
Fator de Envelhecimento Equivalente	PU	1,4253	Ñ se aplica

Fonte: Autor.

Figura 5.18 – Temperaturas e Carregamento para TRD5, Elevada Eficiência.
Modelo Térmico do AL3-TRD5, Trafo-NBR5440



Fonte: Autor.

Percebe-se que devido a mudança de classe dos trafos e de seus parâmetros para condição de elevada eficiência, a solução teve uma leve melhora. A vida útil destes transformadores de distribuição estaria em uma condição melhor do que a apresentada para o estudo de caso do transformador real.

5.6. Discussão dos Resultados

A aplicação do EE no estudo do cenário base apresentou-se mais interessante que apenas o uso do FP. A Figura 5.6 demonstra claramente que a estimação dos estados, motivada pela presença de medidores da rede, apresenta um perfil de carregamento dos trafos mais próximo da real variação da carga. Assim, o uso do EE para este estudo apresenta uma solução mais fiel à real operação de uma rede.

Com os carregamentos obtidos via EE, verificou-se que os transformadores TRD1, TRD2, TRD4, TRD6, TRD7 e TRD8 estão em uma condição operativa confortável. Uma vez que, durante a maior parte do tempo, estes trafos estão subutilizados, seu fator de envelhecimento equivalente é baixíssimo, e assim, o tempo de vida útil é aumentado. Na prática, a concessionária poderia inserir mais cargas nestes transformadores, desde que aceitando os limites de segurança na operação.

Outra possibilidade seria realizar um remanejamento entre seus transformadores (na condição de ter um cenário com mais transformadores e com menor potência).

Em relação ao tempo de vida destes trafos para esta condição operativa, matematicamente falando, a durabilidade seria de séculos. Como na prática existem fatores de depreciação temporal ainda não determinados, apenas assume-se que sua durabilidade será acima dos 20,55 anos que a norma IEEE Std. C57.91-2011 (2012) sugere.

Para os trafos TRD3 e TRD5, por outro lado, a situação não é a mais adequada. Por apresentarem uma elevada e contínua operação em sobrecarga, o fator de envelhecimento é aumentado nestes equipamentos, reduzindo assim, a vida útil de ambos. Isso ocorre tanto para o caso do transformador real, quanto para o transformador normatizado de elevada eficiência. Por outro lado, mesmo sob condição operativa acima de suas capacidades nominais, verifica-se que os limites de temperatura e carregamento apresentados na Tabela 3.3 são respeitados. Em consequência, mesmo sob situação crítica, pode-se afirmar que todos os 8 TRD operam dentro de margens de segurança. Por fim, o Quadro 5.2 apresenta a situação geral de todos os TRD, em função de seu tempo de vida útil estimado.

Quadro 5.2 – Resultados das simulações das temperaturas dos TRD.

Estudo de Caso	Trafo(s)	Vida Útil Equivalente Aproximada (anos)
Caso 1: Transformador Real	TRD1, TRD2, TRD4, TRD6, TRD7, TRD8	>> 20,55 anos
	TRD3	3,54 anos
	TRD5	13,21 anos
Caso 2: Transformador Normatizado de Elevada Eficiência	TRD1, TRD2, TRD4, TRD6, TRD7, TRD8	>> 20,55 anos
	TRD3	3,72 anos
	TRD5	14,42 anos

Fonte: Autor.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1. Conclusões

Este trabalho apresentou uma proposta de estudo de uma aplicação de dois métodos distintos para uma solução final. A utilização do Estimador de Estados para determinar o carregamento dos transformadores se justifica devido a sua maior assertividade, se comparado com outros estudos, como por exemplo, apenas o fluxo de potência. Em cima do cenário de estudo, por exemplo, verificou-se que as curvas de carregamento encontradas pelo EE são mais coerentes e condizentes com a variação da carga ao longo de um ciclo diário. Isso justifica-se pois existe a presença de medidores distribuídos ao longo da rede, e mesmo que alguns podem apresentar pequenos erros, o EE é capaz de realizar a correção na própria estimação.

Com o método da estimação de estados, a observabilidade da rede é maior mesmo em pontos cujo não há medição. Em outras palavras, o EE realiza um melhor mapeamento da situação real e operativa, tornando assim, uma solução mais próxima da real. Em um caso prático, o uso do estimador para encontrar grandezas em pontos onde existe ausência de medição se torna muito interessante. Essa ferramenta seria capaz de, por exemplo, identificar situações de contingência em equipamentos como transformadores altamente carregados, a qual sem ela e sem medição não seria possível identificar. Em resumo, uma das aplicabilidades do EE poderia ser a de identificar problemas e, em cima disso, a concessionária poderia partir para ações de manutenção.

A partir de uma solução do EE, em específico a estimação do carregamento de transformadores, seria possível implementar um segundo estudo: a estimativa das temperaturas durante um ciclo. Desta forma, a partir de um método de estimação de grandezas elétricas, é possível realizar a estimação das temperaturas internas durante a operação de um transformador.

Para estimar as temperaturas a partir de um perfil de carregamento, realizou-se o estudo de um modelo térmico equivalente com alta aceitabilidade pela literatura. A norma IEEE Std. C57.91-2011 (2012) em seu Anexo G desenvolveu uma rotina de cálculos para a obtenção das temperaturas do ponto mais quente dos enrolamentos, do topo do óleo no tanque, do fundo do óleo no tanque e do topo do duto, e com estas, determinou um índice de envelhecimento equivalente. Feil (2019) utilizou estas equações para implementar uma rotina de cálculos em *MATLAB*.

Assim, para este trabalho, utilizou-se uma rotina adaptada de Feil (2019), a qual é apresentada no Apêndice D. Com esta rotina do Modelo Térmico Equivalente no *software MATLAB* e com o uso do Método de Estimação de Estados, realizou-se a metodologia proposta.

O uso da EE em conjunto com a aplicação do modelo térmico para a determinação das temperaturas dos trafos mostrou-se satisfatório, uma vez que a solução possui um grau de assertividade. Como o EE é confiável, sua solução também é aceita. Quanto aos equacionamentos das temperaturas, neste trabalho, apresentou-se a validação do modelo térmico conforme a previsão da norma.

Por fim, verificou-se, após os resultados, que o uso destas ferramentas e as aplicações desta metodologia proposta é capaz de estimar as temperaturas dos transformadores a partir do método de EE. Em cima disto, soluções para contingências, que antes não eram observadas, agora podem surgir durante a operação. Ainda, a solução fornece uma expectativa de vida útil dos transformadores, de modo a auxiliar as concessionárias no planejamento, por exemplo. Desta forma, considera-se que a metodologia aqui apresentada possui uma grande relevância e pode servir de base para aplicações futuras.

6.2. Trabalhos Futuros

Como sugestões de trabalhos futuros, se apontam:

- (1) Aplicar índices e critérios de sazonalidade, variando mais a rede e comparando resultados futuros com os resultados presentes nesta dissertação;
- (2) Obtenção de outros índices de alocação ótima de medidores ao longo da rede;
- (3) Identificação do índice global mínimo (IAPEE ou outro) que atenda a real observabilidade da rede, em função necessidade da redução do número de medidores para tornar o caso mais prático;

- (4) Realização desta metodologia aqui apresentada em um cenário real, com a presença de poucos medidores e com a possibilidade de validação das estimativas das temperaturas por meio de medições;
- (5) Implementação de um algoritmo próprio que contenha (em conjunto) a estimação de estados e o processamento matemático para estimar as temperaturas e a condição de operação dos transformadores;
- (6) Adequação das equações do modelo térmico da norma IEEE Std. 57.91-2011 (2012) para qualquer tipo de óleo e qualquer tipo de núcleo (inserção das características para óleo vegetal e núcleo amorfo).

6.3. Produção Científica

Desenvolveram-se os seguintes trabalhos correlacionados com o tema:

6.3.1 Trabalhos publicados em anais de eventos (completo).

- [1] **DA SILVA, E. R.; BERNARDON, D. P.; CECHIN, F.; ORTIZ, M. S.; VIANA, S. P.; HOKAMA, W. S., Development of an intelligent power flow test algorithm in a mathematical and computational platform for active distribution management system.** SBSE 2018 - Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. *doi: 10.1109/SBSE.2018.8395718.*
Data/Local: 12 a 16 de maio de 2018. Niterói – Rio de Janeiro, Brasil.
- [2] **DA SILVA, E. R.; BERNARDON, D. P.; DELAVECHIA, R. P.; ORTIZ, M. S.; MILBRADT, R. G.; CANHA, L. N.; HOKAMA, W. S., Impact of the State Estimation in Different Scenarios and Topologies in a Power Distribution System.** UPEC 2018 - 53rd International Universities Power Engineering Conference. *doi: 10.1109/UPEC.2018.8542017.*
Data/Local: 04 a 07 de setembro de 2018. Glasgow, Escócia.
- [3] **DA SILVA, E. R.; ORTIZ, M. S.; BERNARDON, D. P.; VIANA, S. P.; F. CECHIN, F.; HOKAMA, W. S., Development of a Power Flow Error Scanning Algorithm in a Platform for Active Distribution Management System.** T&DLA - IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America. *doi: 10.1109/TDC-LA.2018.8511664.*
Data/Local: 18 a 21 de setembro de 2018. Lima, Peru.

- [4] **DA SILVA, E. R.; BERNARDON, D. P.; DELAVECHIA, R. P.; ORTIZ, M. S., Minimização do custo de geração em um sistema IEEE 9 barras utilizando a técnica do Fluxo de Potência Ótimo.** SEPOC 2018 - 11th Seminar on Power Electronics and Control.

Data/Local: 21 a 24 de outubro de 2018. Santa Maria – Rio Grande do Sul, Brasil.

REFERÊNCIAS

ABNT NBR 5356-1, A. B. D. N. T. **NBR ABNT 5356: Transformadores de potência Parte 1: Generalidades.** [s.l: s.n.].

ABNT NBR 5356-2, A. B. D. N. T. **ABNT NBR 5356: Transformadores de potência Parte 2: Aquecimento.** [s.l: s.n.].

ABNT NBR 5416, A. B. D. N. T. **ABNT NBR 5416: Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência - Procedimento.** [s.l: s.n.].

ABNT NBR 5440, A. B. D. N. T. **NBR 5440: Transformadores para redes aéreas de distribuição — Requisitos.** [s.l: s.n.].

ABRADEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Visão Geral do Setor Elétrico.** Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>>. Acesso em: 9 jun. 2019.

ABUR, A.; EXPÓSITO, A. G. **Power System State Estimation: Theory and Implementation.** 1th Ed. ed. [s.l.] 2004, 2004.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DA ENERGIA ELÉTRICA / BRAZILIAN ELECTRICITY REGULATORY AGENCY. **Electric Energy Atlas of Brazil, 2008.** [s.l: s.n.].

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Perdas de Energia.** Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 9 jun. 2019.

ANSI/IEEE C57.100-1986. **An American National Standard IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Oil-Immersed Distribution Transformers.** [s.l: s.n.]. v. 1986

ASHKEZARI, A. D. et al. Multivariate analysis for correlations among different transformer oil parameters to determine transformer health index. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, 2012.

AZEVEDO, G. P.; OLIVEIRA FILHO, A. L. Control Center with Open Architectures. **IEEE Computer Applications in Power**, v. 14, n. 4, p. 27–32, 2001.

BARAN, M. E.; KELLEY, A. W. State Estimation for Real-Time Monitoring of Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 3, p. 1601–1609, 1994.

BARBOSA, S. R. **Estudo dos efeitos da sobretensão em Transformadores de Potência aliada a Carregamentos Acima da Potência Nominal.** [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Minas Gerais, 2005.

BARROS, P. DE C. P. DE S. **Estudo do Sistema Térmico de um Transformador.** [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores) - Universidade Técnica de Lisboa, 2007.

CARO, E.; VALVERDE, G. Impact of transformer correlations in state estimation using the unscented transformation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 1, p. 368–376, 2014.

CARVALLO, A.; COOPER, J. **The Advanced Smart Grid Edge Power Driving Sustainability**. 1th Ed. ed. Norwood, MA: Artechhouse, 2001.

CASTREJÓN, F. G.; EXPÓSITO, A. G. **Modeling transformer taps in block-based state estimation**. 2001 IEEE Porto Power Tech Proceedings. **Anais...**2001

DA SILVA, E. R. et al. Impact of the State Estimation in Different Scenarios and Topologies in a Power Distribution System. **Proceedings - 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference, UPEC 2018**, 2018.

DY LIACCO, T. E. Real-Time Computer Control of Power Systems. **Proceedings of the IEEE**, v. 62, n. 7, p. 884–891, 1974.

EKWUE, A. O.; DANDACHI, N. H. On-line estimation of transformer taps. n. 389, p. 1428–1435, 2005.

ELMOUDI, A.; LEHTONEN, M.; NORDMAN, H. Thermal Model for Power Transformers Dynamic Loading. p. 214–217, 2006.

EXPÓSITO, A. G.; JAÉN, A. D. L. V; RAMÍREZ IZAGA, J. L. An alternative state estimation formulation for radial distribution networks. **2007 IEEE Lausanne POWERTECH, Proceedings**, n. 4, p. 396–400, 2007.

FEIL, D. L. P. **Desenvolvimento de Transformador de Distribuição de Elevada Eficiência e Reduzida Relação Peso/Potência Empregando Núcleo Amorfo e Óleo Vegetal Isolante**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, 2015.

FEIL, D. L. P. **Substituição de Transformadores de Potência em Subestações de Energia: Uma Estratégia Global**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, 2019.

FENG, D. Y.; WANG, Z. D.; JARMAN, P. Modeling thermal life expectancy of the UK transmission power transformers. **ICHVE 2012 - 2012 International Conference on High Voltage Engineering and Application**, n. 3, p. 540–543, 2012.

FLOREZ, H. A. R. **Desenvolvimento de um Estimador De Estado para Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica desbalanceados**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia., 2013.

FRAZÃO, R. J. A. **Métodos Alternativos para Estimação de Estado em Sistemas de Energia Elétrica**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Maranhão UNA-SUS/UFMA, 2012.

GMBH DIGSILENT, P. F. **DigSILENT Power System Software & Engineering**. Disponível em:

<https://www.digsilent.de/en/?p=Software/DlgSILENT_PowerFactory/InterfacingPowerFactory/>. Acesso em: 13 jun. 2019.

GODEC, Z. New method for determination of steady-state temperature rises of transformers. **IEE Proceedings A Physical Science, Measurement and Instrumentation, Management and Education, Reviews**, v. 131, n. 5, p. 307, 2010.

HONARMAND, M. E. et al. Optimization of distribution transformers maintenance using the ranking method. **Proceedings of the 2011 International Conference and Utility Exhibition on Power and Energy Systems: Issues and Prospects for Asia, ICUE 2011**, p. 1–5, 2012.

HOUARI, M. et al. Treatment of transformers and voltage regulators in branch current state estimation for distribution networks. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1–5, 2013.

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Projeção da população do Brasil e das Unidades da Federação**. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/apps/populacao/projecao/>>. Acesso em: 10 jun. 2019.

IEC 60076-1, I. E. C. **IEC 60076-1 Power Transformers: General**. [s.l: s.n.].

IEC 60076-2, I. E. C. **IEC 60076-2 Power Transformers: Temperature Rise**. [s.l: s.n.].

IEC 60076-3, I. E. C. **IEC 60076-3 Power Transformers: Insulation Levels, dielectric tests and externa clearances in air**. [s.l: s.n.].

IEEE STD C57.12.00-2015, I. O. E. A. E. E. **IEEE Std C57.12.00-2015. General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers**. [s.l: s.n.].

IEEE STD C57.121-1998, I. O. E. A. E. E. **IEEE Std C57.121-1998. Guide for Acceptance and Maintenance of Less Flammable Hydrocarbon Fluid in Transformers**. [s.l: s.n.].

IEEE STD C57.91-1995, I. O. E. A. E. E. **IEEE Std C57.91-1995. IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators**. [s.l: s.n.].

IEEE STD C57.91-2011, I. O. E. A. E. E. **IEEE Std C57.91-2011. IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators**. [s.l: s.n.].

JAISWAL, G. C.; BALLAL, M. S.; TUTAKNE, D. R. Health index based condition monitoring of distribution transformer. **IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems, PEDES 2016**, v. 2016- Janua, p. 1–5, 2017.

JESUS, N. C. DE et al. Análise do Comportamento Térmico de Transformadores. **Sendi 2006**, p. 1–10, 2006.

- KASHYAP, R. L.; RAO, A. R. Dynamic Stochastic Models from Empirical Data. In: RICHARD BELLMAN (Ed.). **Mathematics in Science and Engineering**. [s.l.: s.n.]. v. 122p. 351.
- KEYHANI, A.; ABUR, A.; HAO, S. Evaluation of power flow techniques for personal computers. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 4, n. 2, p. 817–826, 1989.
- LEITE, J. B.; MANTOVANI, J. R. S. State estimation of distribution networks through the real-time measurements of the Smart Meters. **2013 IEEE Grenoble Conference PowerTech, POWERTECH 2013**, 2013.
- LOPES, T. T. E. **Estimador de Estado em Sistemas de Energia Elétrica Incluindo Restrições Fuzzy**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008.
- MCCONAHEY, W. M.; FORTESCUE, C. Methods of Determining Temperature of Transformers. **Journal - American Water Works Association**, v. 33, n. 11, p. 505–519, 1913.
- MELIOPOULOS, A. P. S. State Estimation Methos Applied to Transformer Monitoring. v. 00, n. C, p. 419–423, 2001.
- MELLO, A. P. C. DE. **Estratégia de Controle Volt/VAR Coordenado Para Sistemas de Distribuição Inteligentes**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, 2018.
- MILBRADT, R. G. **Novos Métodos De Estimação De Estado Multi-Área Com Potencial Aplicação Em**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, 2015.
- MONTICELLI, A. **State Estimation in Electric Power Systems: A Generalized Approach**. 1th Ed. ed. [s.l.: s.n.].
- MURARI, C. A. F. **Estimação de Estado e Análise de Observabilidade em Redes de Energia Elétrica Utilizando Transformação Ortogonal**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Faculdade de Engenharia de Campinas - Unicamp, 1986.
- NADERIAN, A. et al. An approach to determine the health index of power transformers. **Conference Record of IEEE International Symposium on Electrical Insulation**, p. 192–196, 2008.
- NANNI, M. **Estimador de Estado Robusto baseado no Método da Mínima Mediana**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2009.
- NASCIMENTO, R. M. DO. **Estimação de Estados: Estudo Comparativo Utilizando Equações de Fluxo na Forma Polar e Retangular**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, 2008.
- NELSON, A. A. et al. Remote condition monitoring system for distribution transformer. **2014 18th National Power Systems Conference, NPSC 2014**, 2015.

NI, D. et al. Estimating loads in distribution feeders using a state estimator algorithm with additional adjustment of transformers loading factors. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 3, p. 318–323, 1992.

NUQUI, R. F. **State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurements**. [s.l.] Ph.D. dissertation, Dept. Elect. Comput. Eng., Virginia Polytechnic Inst. State Univ., Blacksburg, VA., 2001.

ONS - OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA. **Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN - PAR Executivo 2019-2023**. [s.l.: s.n.].

PAIVA, C. M. **Gestão de redes de distribuição em tempo real : Parte I - Estimação de estado**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores), Universidade Técnica de Lisboa, 2010.

PEREIRA, F. S. **Análise de Observabilidade para o Estimador de Estados e Parâmetros**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2005.

PEREIRA, I. S. **Estimação de Estados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Baseada em Medições Fasoriais**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Juiz de Fora., 2015.

PERIÑÁN, P. J. Z.; EXPÓSITO, A. G. **Estimación de Estado y de Parámetros en Redes Eléctricas**. [s.l.] Departamento de Ingeniería Eléctrica - Universidad de Sevilla, 1999.

PICANÇO, A. F. **Avaliação Econômica de Transformadores de Distribuição com base no Carregamento e Eficiência Energética**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Itajubá, 2006.

PIERCE, L. W. Predicting Liquid Filled Transformer Loading Capability. **IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS**, v. 30, n. 1, p. 170–178, 1994.

RANKOVIĆ, A.; MAKSIMOVIĆ, B. M.; SARIĆ, A. T. A three-phase state estimation in active distribution networks. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 54, p. 154–162, 2014.

RODINEI CARRARO. **Desenvolvimento de um “Health Index” para Transformador de Potência**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Maria, 2015.

ROSLAN, M. H. et al. A Simplified Top-Oil Temperature Model for Transformers Based on the Pathway of Energy Transfer Concept and the Thermal-Electrical Analogy. **Energies**, v. 10, n. 11, 2017.

SCHWEPPE, F. C. Power System Static-State Estimation, Part III: Implementation. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, n. 1, p. 130–135, 1970.

SCHWEPPE, F. C.; ROM, D. B. Power System Static-State Estimation, Part II: Approximate Model. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-

89, n. 1, p. 125–130, 1970.

SCHWEPPE, F. C.; WILDES, J. Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. PAS-89, n. 1, p. 120–125, 1970.

SILVA, J. R. DA. **Modelagem para monitoramento térmico de transformadores em operação e avaliação do envelhecimento em função do perfil de carregamento**. [s.l.] Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina, 2004.

SONG, B.; LI, E. W. Study on state of health for power transformer oil with multiple parameters. **POWERCON 2014 - 2014 International Conference on Power System Technology: Towards Green, Efficient and Smart Power System, Proceedings**, n. Powercon, p. 1462–1466, 2014.

STOTT, B; ALSAÇ, O. Fast Decoupled Load Flow. n. 3, p. 859–869, 1973.

SU, C. L. et al. Transformer Load Estimation Using Smart Meter Data in Taipower. **Proceedings - 3rd International Conference on Green Technology and Sustainable Development, GTSD 2016**, p. 34–38, 2016.

SUECHOEY, B. et al. An analysis of temperature and pressure on loading oil-immersed distribution transformer. n. 4, p. 634- 638 Vol. 2, 2008.

TEIXEIRA, P. A. et al. State Estimation of Voltage and Phase-Shift Transformer Tap Settings. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 3, p. 1386–1393, 1992.

TINNEY, W. F.; HART, C. E. Power Flow Solution by Newton's Method. n. 11, 1967.

TÔRRES, A. G. **Estudo e Caracterização de Perdas Magnéticas em Motores de Indução**. [s.l.] Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Minas Gerais, 2004.

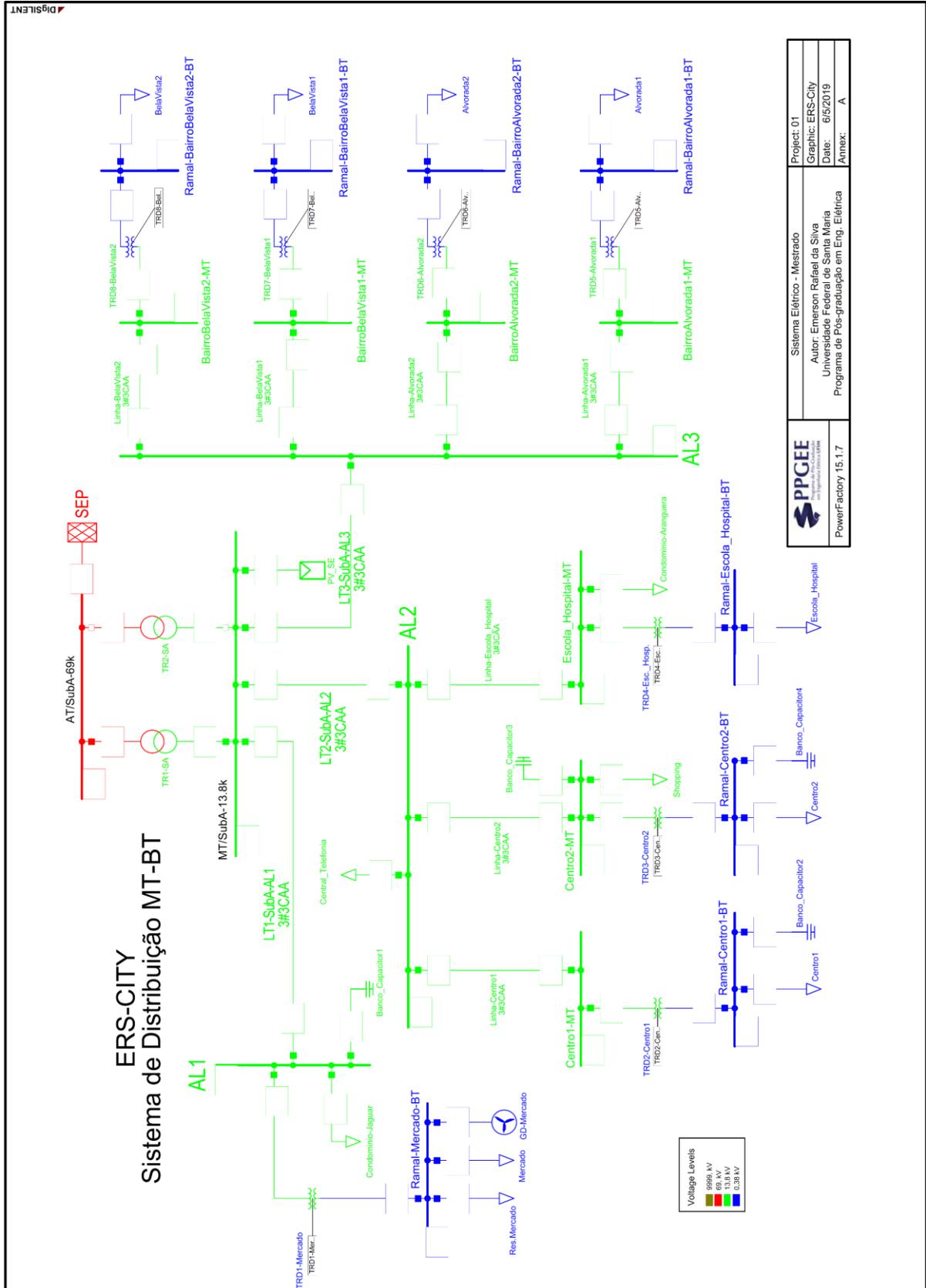
TREECE, J. A. Bootstrap Gauss-Seidel load flow. **Proceedings of the Institution of Electrical Engineers**, v. 116, n. 5, p. 12, 1969.

WINDERS JR., J. J. **Power Transformers: Principles and Applications**. New York: [s.n.].

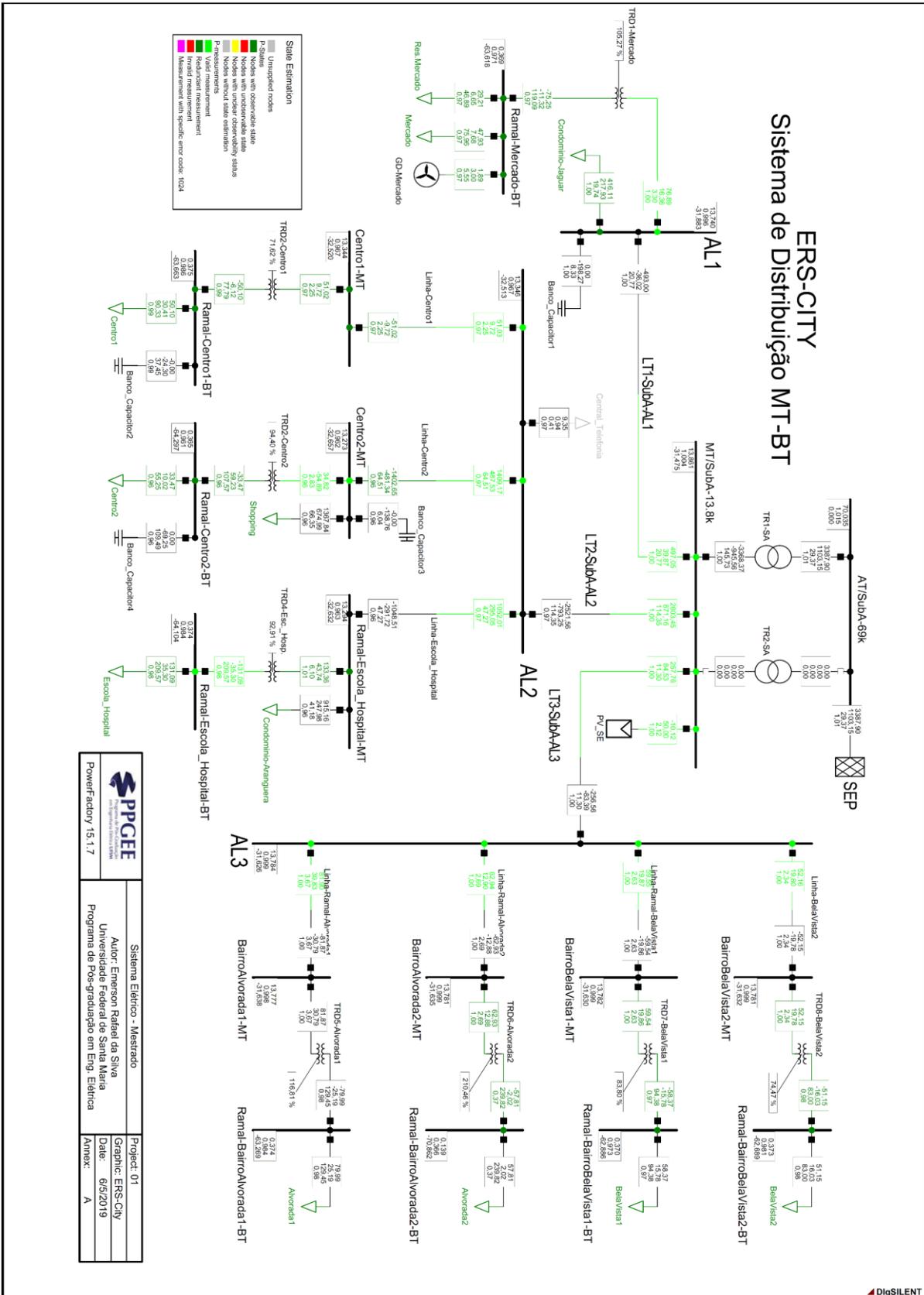
YU DU et al. Study on On-Line Monitoring of Temperature of Transformer Winding Based on Distributed Fiber Optical Temperature Sensing Technology. p. 250–253, 2006.

APÊNDICE A - PLANTAS DAS SIMULAÇÕES DO SISTEMA ELÉTRICO

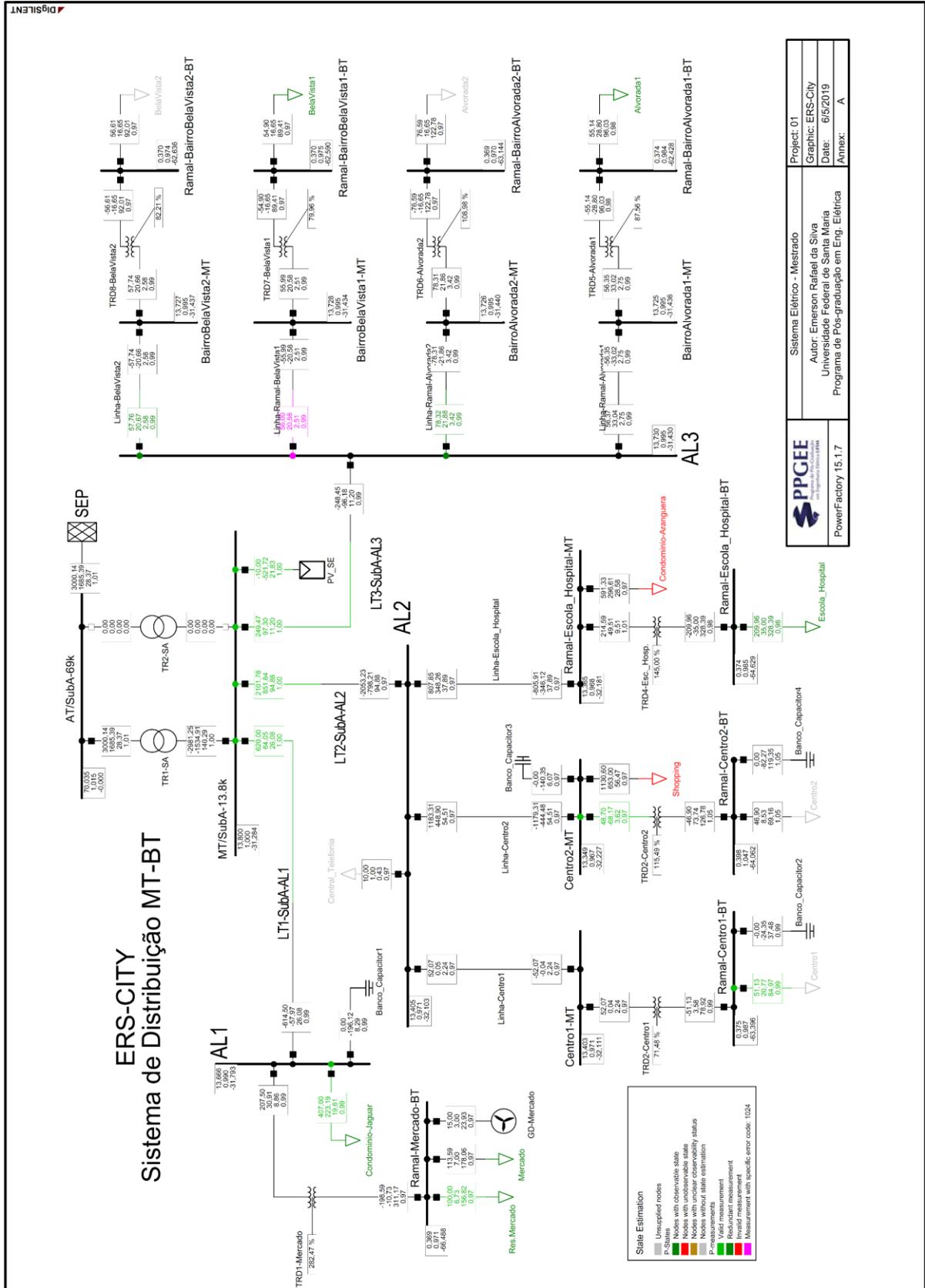
A.1. NÍVEIS DE TENSÃO DO SISTEMA ELÉTRICO



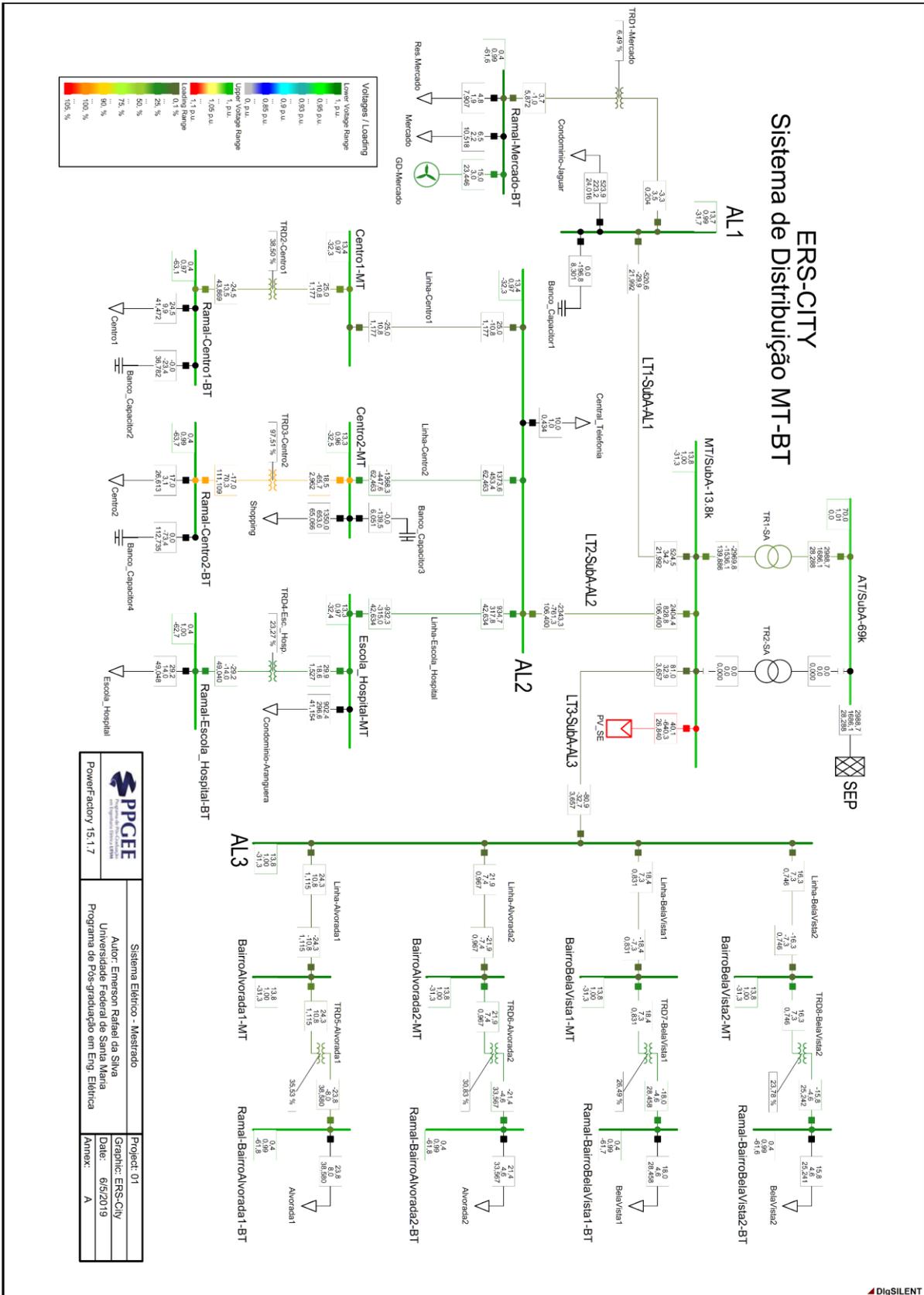
A.2. REDE COM GRANDE OBSERVABILIDADE DE MEDIDAS



A.3. REDE COM BAIXA OBSERVABILIDADE DE MEDIDAS

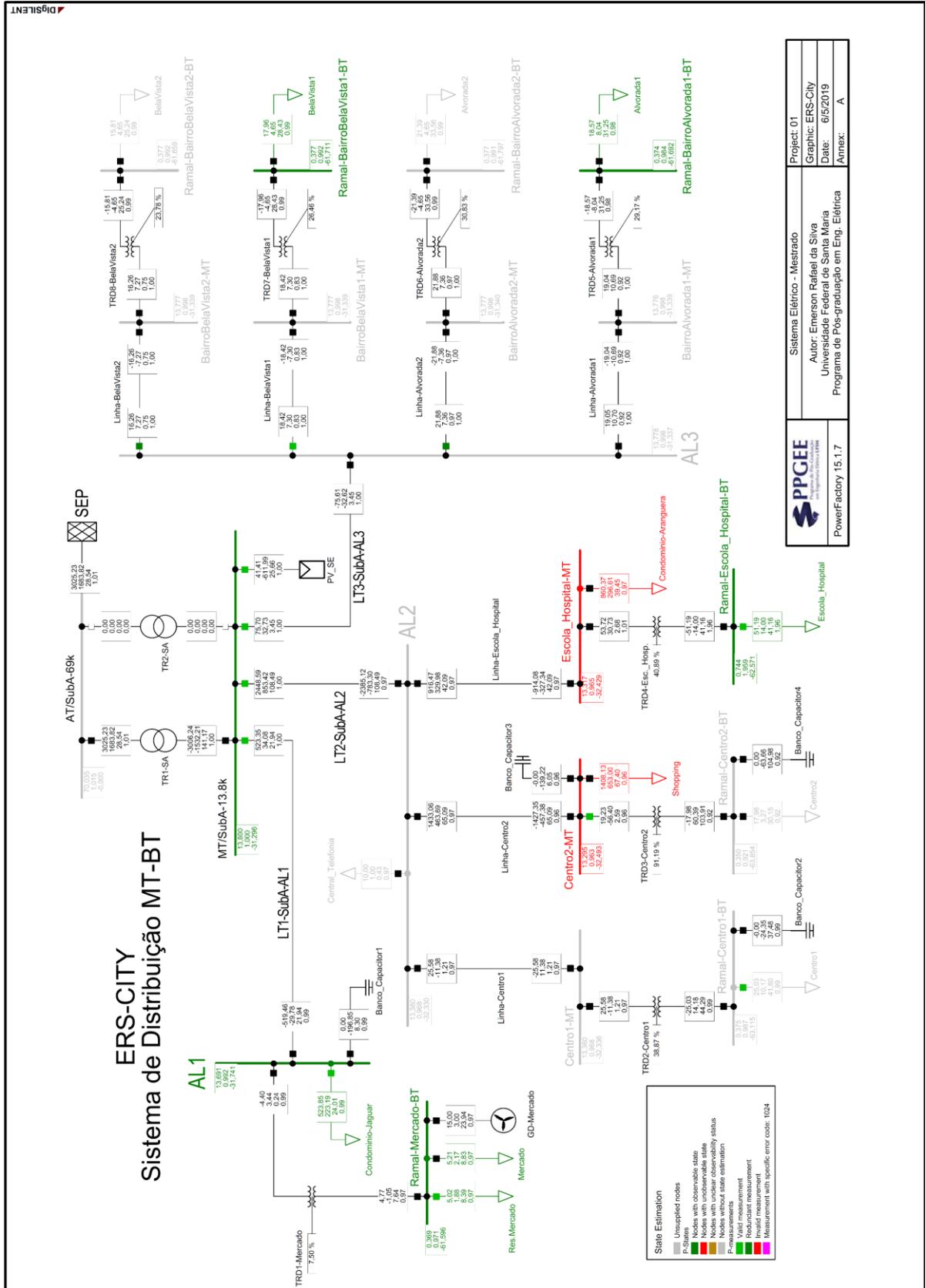


A.4. FLUXO DE POTÊNCIA (01:00)

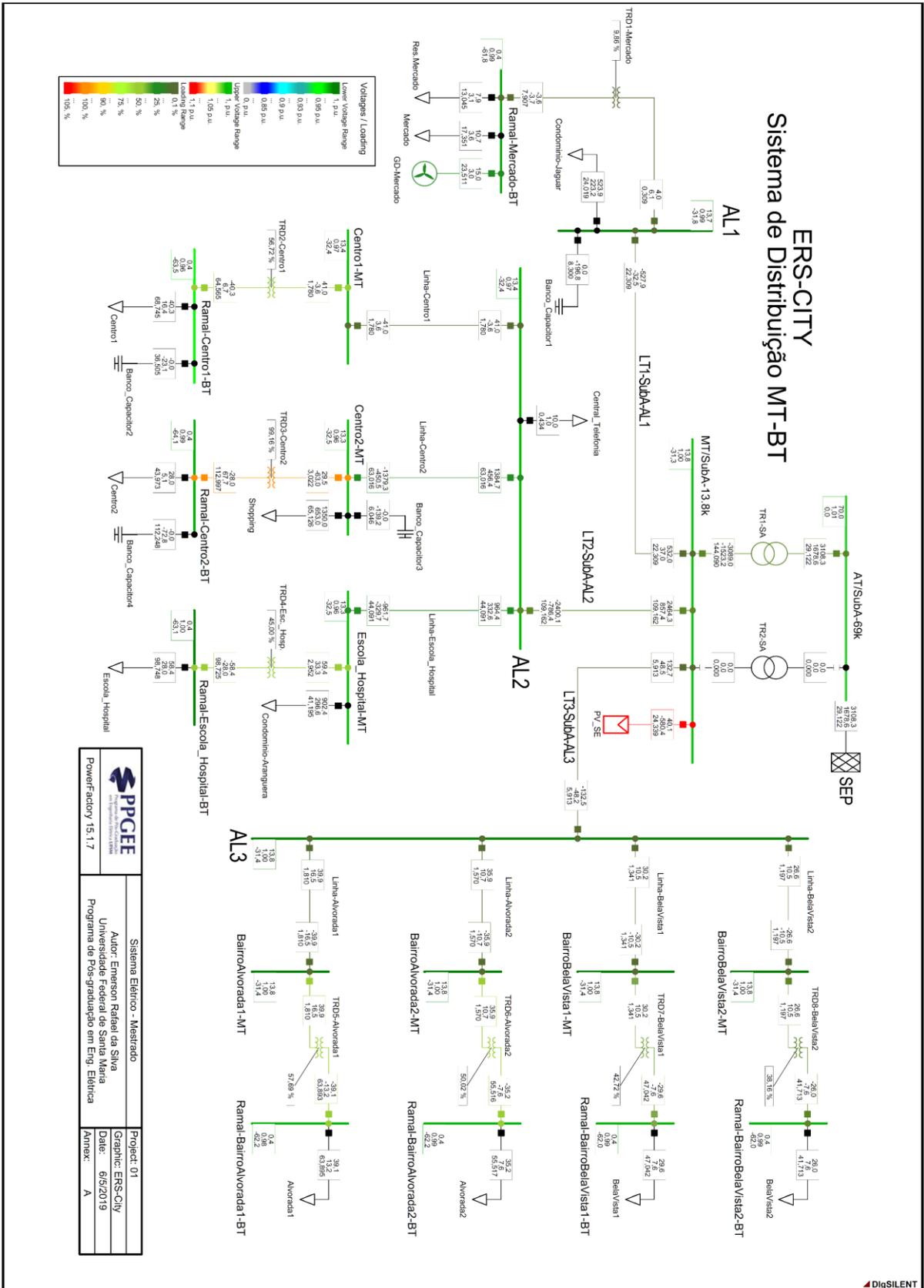


<p>PPGEE Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica</p>	Sistema Elétrico - Mestrado
	<p>Projeto: 01 Gráfico: ERS-City Data: 6/5/2019 Anex.: A</p>
<p>PowerFactory 15.1.17</p>	<p>Autor: Emerson Rafael da Silva Programa de Pós-graduação em Eng. Elétrica</p>

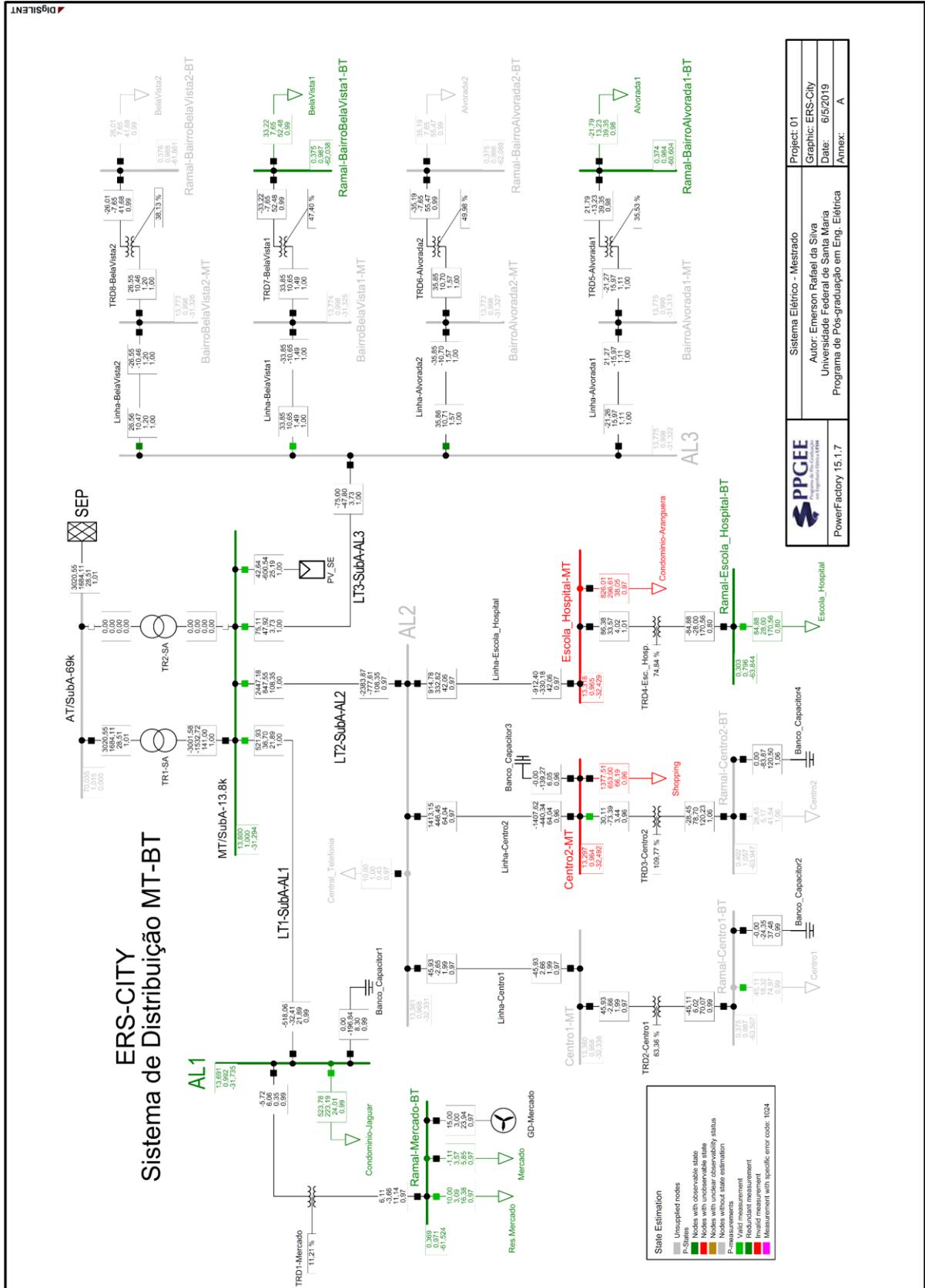
A.5. ESTIMADOR DE ESTADOS (01:00)



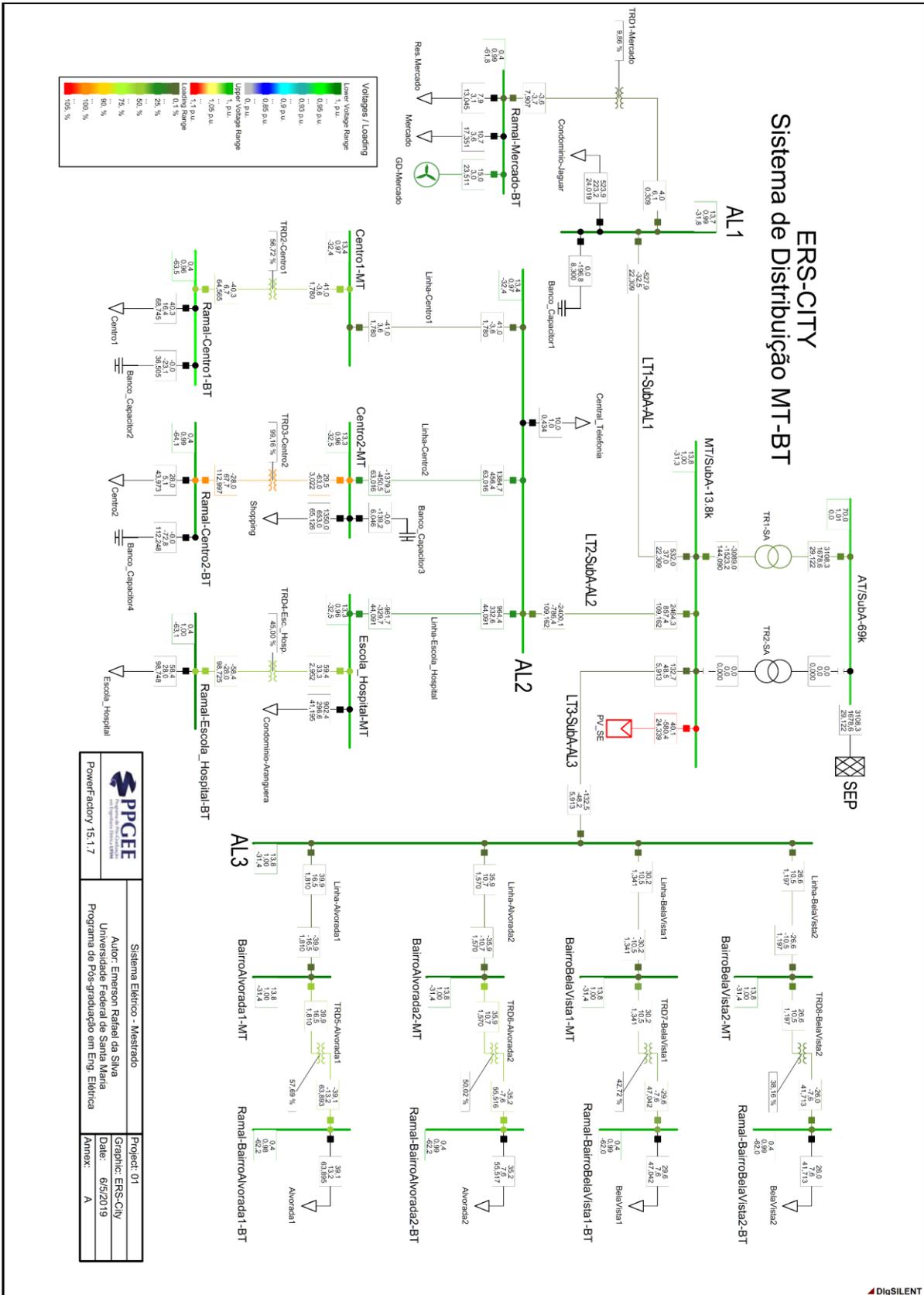
A.6. FLUXO DE POTÊNCIA (07:00)



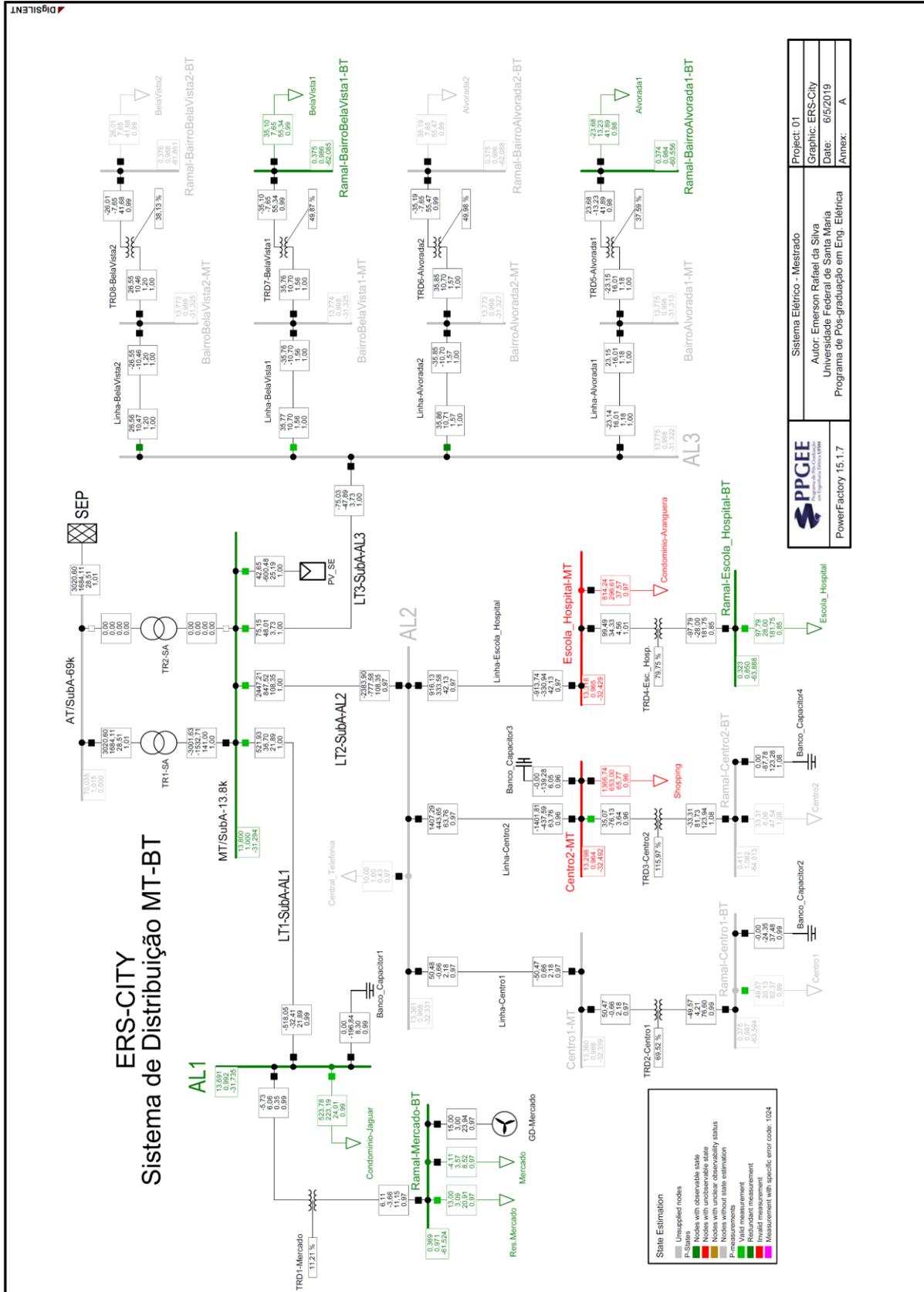
A.7. ESTIMADOR DE ESTADOS (07:00)



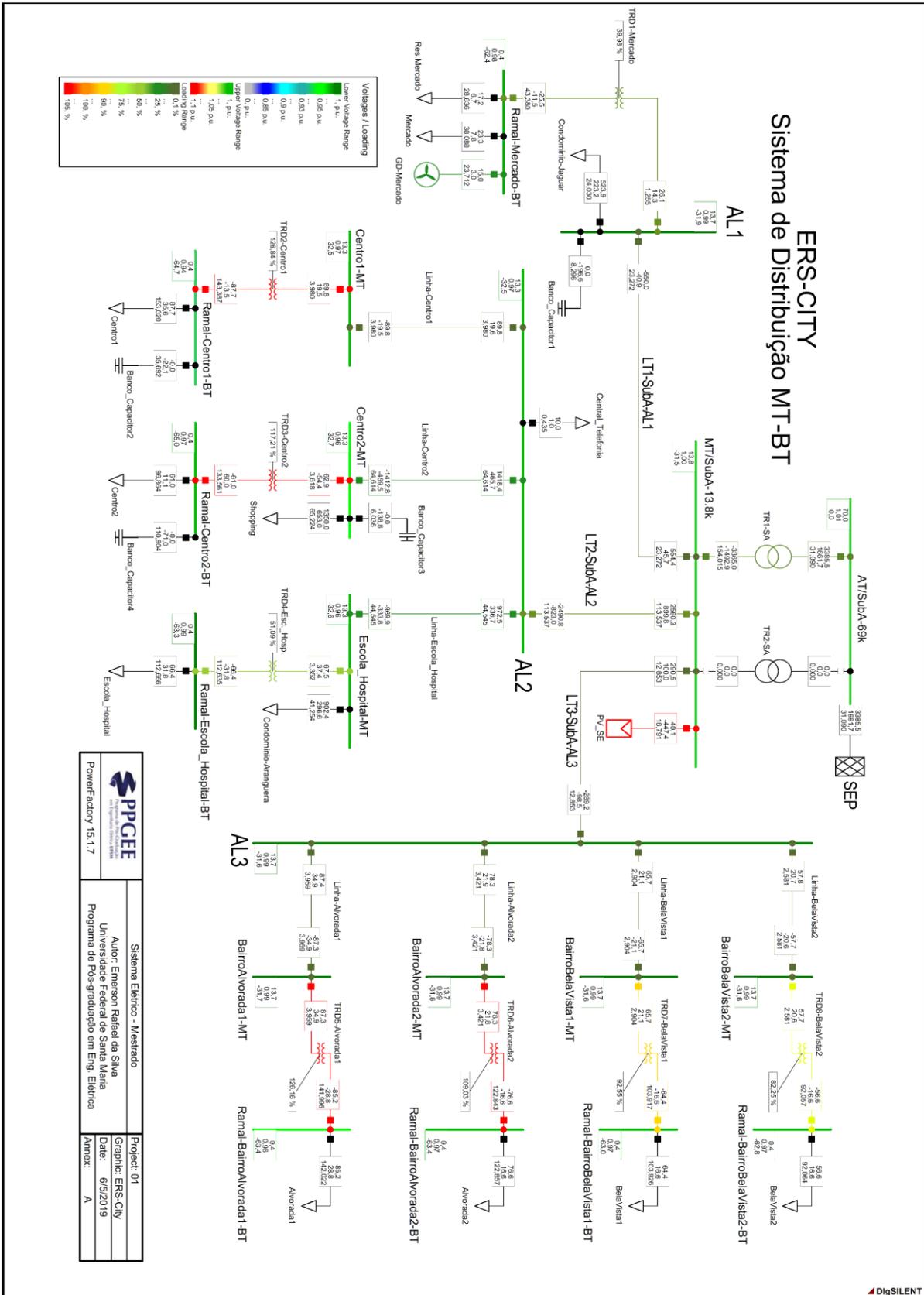
A.8. FLUXO DE POTÊNCIA (13:00)



A.9. ESTIMADOR DE ESTADOS (13:00)



A.10. FLUXO DE POTÊNCIA (19:00)



APÊNDICE B - ESTATÍSTICA BÁSICA

Neste Apêndice se encontra uma revisão de preceitos e funções importantes da estatística básica. As ações aqui apresentadas contemplam os cálculos de Estimação de Estados e de Fluxo de Potência. Estes equacionamentos foram estudados e obtidos em (ABUR; EXPÓSITO, 2004) e (MILONE, 2004).

B.1. VARIÁVEIS ALEATÓRIAS INDEPENDENTES

Sendo x e y duas variáveis, elas são aleatórias independentes se:

$$f(x, y) = f_1(x) f_2(y) \text{ e } F(x, y) = F_1(x) F_2(y) \quad (\text{B.1})$$

B.2. VALOR ESPERADO (VALOR MÉDIO)

O Valor Médio Esperado de uma variável qualquer x se define por:

$$E(x) = \int_{-\infty}^{+\infty} x f(x) dx \quad (\text{B.2})$$

Esta condição possui as seguintes propriedades:

- O valor médio esperado de uma variável randômica $Y(x) = ax + b$ é interpretado como $E(Y) = aE(x) + b$.
- $E(x_1 + x_2 + x_3 + \dots + x_n) = E(x_1) + E(x_2) + E(x_3) + \dots + E(x_n)$.

B.3. VARIÂNCIA

A Variância de uma variável aleatória X é denotada por σ^2 e é definida a partir da seguinte condição:

$$\sigma^2 = \text{Var}(x) = E[(x - \mu)^2], \text{ onde } \mu = E(x) \quad (\text{B.3})$$

A Variância possui as seguintes propriedades:

- $\text{Var}(ax + b) = a^2 \text{Var}(x)$
- $\text{Var}(x) = E(x^2) + [E(x)]^2 - 2\mu \cdot E(x) = E(x^2) - [E(x)]^2$
- $\text{Var}(\sum_{i=1}^n a_i x_i) = \sum_{i=1}^n a_i^2 \cdot \text{Var}(x_i)$, para x_i 's independentes.

B.4. DESVIO PADRÃO

O Desvio Padrão de x é denotada por σ e por definição é a raiz quadrada da variância de x , ou seja, é a raiz do valor médio de $(x - \mu)^2$. Assim:

$$\sigma = \sqrt{\text{Var}(x)} = \sqrt{E[(x - \mu)^2]}. \quad (\text{B.4})$$

B.5. ERRO QUADRÁTICO MÉDIO

Um valor de z pode minimizar o valor esperado do erro quadrado médio $[x - z]^2$, sendo o valor esperado da variável aleatória x . Assim sendo,

$$E[(x - z)^2] = E(x^2) - 2zE(x) + z^2 \quad (\text{B.5})$$

Uma vez que se efetue uma escolha adequada de modo que $E(x) = z$, a equação pode ser simplificada, tornando-se idêntica a variância de x . Este procedimento cria o chamado Erro Quadrático Médio (EQM).

B.6. COVARIÂNCIA

A covariância entre duas variáveis aleatórias x e y é definida como:

$$\text{cov}(x, y) = E[(x - E(x))(y - E(y))] \quad (\text{B.6})$$

Relativamente à covariância, pode-se definir o coeficiente de correlação como:

$$\rho(x, y) = \frac{\text{cov}(x, y)}{\sigma_x \sigma_y} \quad (\text{B.7})$$

Propriedades:

- $\text{cov}(x, y) = E(x \cdot y) - E(x) E(y)$
- Se x, y são aleatórias independentes, então: $\text{cov}(x, y) = \rho(x, y) = 0$
- $\text{Var}(x + y) = \text{Var}(x) + \text{Var}(y) + 2 \text{cov}(x, y)$

$$\text{Var}\left(\sum_{i=1}^n x_i\right) = \sum_{i=1}^n \text{Var}(x_i) + 2 \sum_{i=1}^n \sum_{j=i+1}^n \text{cov}(x_i, x_j)$$

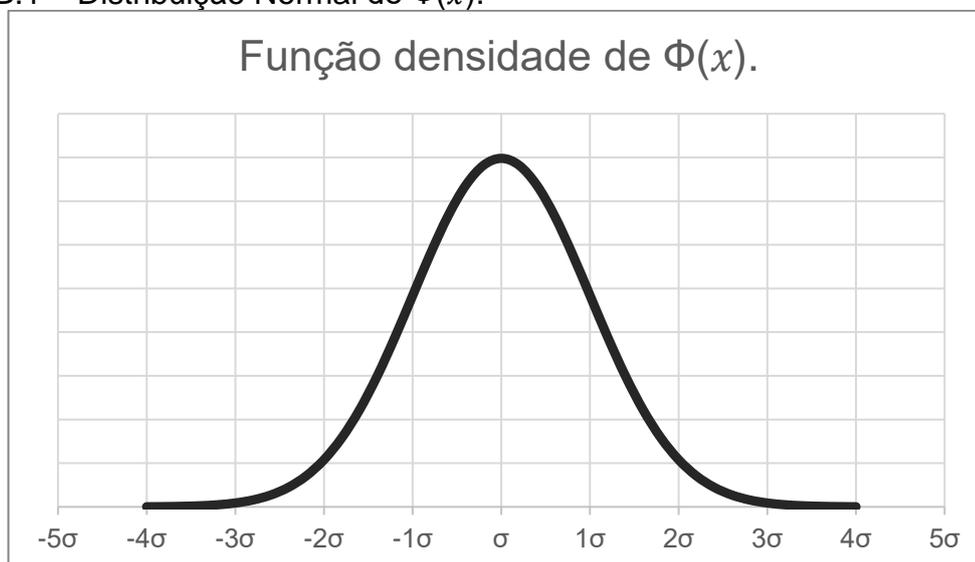
B.7. DISTRIBUIÇÃO NORMAL

Uma variável aleatória x tem uma Distribuição Gaussiana da média μ e da variância σ^2 . A seguinte função apresenta a distribuição. A Figura B.1 apresenta a Distribuição gaussiana desta função.

$$f(x|\mu, \sigma^2) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (\text{B.8})$$

Uma variável aleatória x que tem uma Distribuição Normal da média μ e da variância σ^2 geralmente se denota por $x \sim N(\mu, \sigma^2)$.

Figura B.1 – Distribuição Normal de $\Phi(x)$.



Fonte: Autor.

APÊNDICE C - FATOR DE ESCALA PARA A VARIAÇÃO DAS CARGAS

Este apêndice apresenta os dados das curvas de Fator de Escala utilizadas para variar o perfil das cargas do sistema ao longo de 24h. O valor inicial das potências nas cargas não foi alterado, entretanto, este coeficiente de fator de escala multiplica-se com carga no *software DigSILENT Power Factory*.

C.1. PERFIL DE FATOR DE ESCALA

Tabela C.1 – Dados do perfil de variação das cargas (Fator de Escala em PU).

Hora	FE Residencial	FE Hosp. Esc
01:00	0,310	0,40
02:00	0,330	0,65
03:00	0,280	0,55
04:00	0,220	0,50
05:00	0,380	0,65
06:00	0,420	0,65
07:00	0,510	0,80
08:00	0,550	0,80
09:00	0,580	0,80
10:00	0,630	0,85
11:00	0,650	0,82
12:00	0,420	0,72
13:00	0,510	0,80
14:00	0,710	0,80
15:00	0,690	0,80
16:00	0,750	0,80
17:00	0,770	0,80
18:00	0,880	0,82
19:00	1,110	0,91
20:00	0,880	0,70
21:00	0,650	0,65
22:00	0,510	0,65
23:00	0,420	0,55
24:00	0,330	0,50

Fonte: Autor.

APÊNDICE D - IMPLEMENTAÇÃO DO MODELO TÉRMICO

Para a realização de seu trabalho intitulado “*Substituição de Transformadores de Potência em Subestações de Energia: Uma Estratégia Global*” (FEIL, 2019), o autor implementou um código para o cálculo do modelo térmico em *MATLAB*, baseado no Apêndice G das normas (IEEE, 1995, 2011). Neste Apêndice se apresenta um algoritmo adaptado do autor citado, e que foi utilizado para a obtenção dos resultados e dos gráficos do modelo térmico, presentes neste trabalho.

D.1. ALGORITMO DO MODELO TÉRMICO

```

%-----%
%                               %
%           UFSM - Universidade Federal de Santa Maria           %
%           Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica       %
%           Dissertação de Mestrado                             %
%           Émerson Rafael da Silva                             %
%                               %
%           Adaptado de (FEIL, 2019)                             %
%   Versão: FINAL                                           18/06/2019   %
%===== %
%                               %
%           Descrição do Programa                             %
%===== %
%           Modelo do Comportamento Térmico de Transformadores de Óleo Mineral %
%           Referência das Equações: IEEE Std C57.91TM-2011   %
%-----%
clear all;
close all;
clc;
tic;
%Entradas Excel
Dados_MT = xlsread('DIRECTORY-DATA');
Dados_CC_DT = xlsread('DIRECTORY-DATA');
Dados_Temp=xlsread('DIRECTORY-DATA');
Dados_TIM = xlsread('DIRECTORY-DATA');
[num, txt,raw] = xlsread('DIRECTORY-DATA');
trafo = txt{1};
[num, txt,raw] = xlsread('DIRECTORY-DATA');
cenario = txt{1};
trafo_ns=Dados_MT(:,1); %NS do Trafo
kVA_base=Dados_MT(:,2); %kVA Base p/ dados de entrada de Perdas
T_kVA_base=Dados_MT(:,3); %Temp. na Base kVA p/ dados de entrada de Perdas
P_enrol=Dados_MT(:,4); %Perdas no cobre I^2R na carga nominal
P_eddy=Dados_MT(:,5); %Perdas Eddy
P_disp=Dados_MT(:,6); %Perdas por dispersão
P_nucleo=Dados_MT(:,7); %Perdas no núcleo
kVA_base_curva=Dados_MT(:,8);%kVA Base p/ Curva Ciclo de Carga
THKVA2=Dados_MT(:,9);%Taxa aumento médio temp. enr. sobre a amb. para KVA2
THEWA=Dados_MT(:,10); %Taxa aumento médio temp. enr. sobre a temp. amb.
THEHSA=Dados_MT(:,11);%Aumento temp. hotspot do enr. sobre a temp. amb.
THETOR=Dados_MT(:,12);%Aumento temp. de topo sobre amb. em carga nominal
THEBOR=Dados_MT(:,13);%Aumento temp. de fundo sobre amb. em carga nominal
TAR=Dados_MT(:,14);%Temp. Amb. de ensaio em função da KVA base
MC=Dados_MT(:,15);%Condutor Enrolamento (1=aluminio,2=cobre)

```

```

PUELHS=Dados_MT(:,16);%Perdas Foucault local hot spot enrolamento
TAUW=Dados_MT(:,17);%Constante Tempo Enrolamento
HHS=Dados_MT(:,18);%Altura hot spot enrolamento (pu)
WCC=Dados_MT(:,19);%Peso Núcleo+Bobinas
WTANK=Dados_MT(:,20);%Peso tanque
MF=Dados_MT(:,21);%Fluido (1=óleo mineral, 2=silicone, 3=HTHC)
GFLUID=Dados_MT(:,22);%Volume Fluido
MCORE=Dados_MT(:,23);%Sobreexcitação núcleo (0=não,1=sim)
TIMCOR=Dados_MT(:,24);%Tempo que ocorre sobreexcitação
P_nucleoOE=Dados_MT(:,25);%Perdas núcleo sobreexcitação
LCAS=Dados_MT(:,26);%Carregamento(1=24h, 2=short-time)
MA=Dados_MT(:,27);%Refrigeração (1=ONAN, 2=ONAF, 3=OFAP, 4=ODAF)
MPR1=Dados_MT(:,28);%Print Temperature Table (0=Não, 1=Sim)
ntrafo=length(kVA_base);%Potência Nominal
TIM=Dados_TIM(1,:);%Horas do dia
AMB=Dados_Temp(:,:);%Curva de carga de temperatura ambiente ao longo do dia
DTP=Dados_MT(:,29); %DTP - Incremento de tempo para cálculos (min)
PUL=Dados_CC_DT(:,:);%Curva de carregamento ao longo do dia
JJ=Dados_TIM(1,:); %Horas do dia (para montar vetor)
JJ=length(JJ); %Dimensão do vetor de horas do dia
for m=1:JJ %Ajuste dos vetores em função da dimensão
    TIM(m)=60*TIM(m);
    AMB(m)=AMB(m);
    PUL(m)=PUL(m);
end
for i=1:ntrafo
    PT1(i)= P_enrol(i)+P_eddy(i)+P_disp(i)+P_nucleo(i);
end
for i=1:ntrafo %Tipo do condutor (1=alumínio; 2=cobre)
    if (MC(i) ==1)
        TK(i)=225;
        CP_enrol(i)=6.798;
    else if (MC(i) ==2)
        TK(i)=234.5;
        CP_enrol(i)=2.91;
    end
end
end
end
for i=1:ntrafo %Fluido Refrigerante (1=óleo mineral; 2=silicone; 3=HTHC)
    if (MF(i) ==1)
        CPF(i)=13.92;
        RHOF(i)=0.031621;
        C8(i)=2797.3;
        B8(i)=0.0013473;
    else if (MF(i) ==2)
        CPF(i)=11.49;
        RHOF(i)=0.0347;
        C8(i)=1782.3;
        B8(i)=0.12127;
    else if (MF(i) ==3)
        CPF(i)=14.55;
        RHOF(i)=0.03178;
        C8(i)=4434.7;
        B8(i)=0.00000343;
    end
end
end
end
for i=1:ntrafo %tipo de resfriamento (1=ONAN; 2=ONAF; 3=OFAP; 4=ODAF)
    switch MA(i)

```

```

case 1
    X8(i)=0.5;
    YN8(i)=0.8;
    Z8(i)=0.5;
    THEDOR(i)=THETOR(i);
case 2
    X8(i)=0.5;
    YN8(i)=0.9;
    Z8(i)=0.5;
    THEDOR(i)=THETOR(i);
case 3
    X8(i)=0.5;
    YN8(i)=0.9;
    Z8(i)=1;
    THEDOR(i)=THEWA(i);
case 4
    X8(i)=1;
    YN8(i)=1;
    Z8(i)=1;
    THEDOR(i)=THETOR(i);
end
end
for i=1:ntrafo
%Cálculo das temperaturas:
TWR(i)=TAR(i)+THKVA2(i);
TWRT(i)=TAR(i)+THEWA(i);
THSR(i)=TAR(i)+THEHSA(i);
TTOR(i)=TAR(i)+THETOR(i);
TBOR(i)=TAR(i)+THEBOR(i);
TTDOR(i)=THEDOR(i)+TAR(i);
TWOR(i)=(HHS(i)*(TTDOR(i)-TBOR(i)))+TBOR(i);
TDAOR(i)=(TTDOR(i)+TBOR(i))/2;
TFAVER(i)=(TTOR(i)+TBOR(i))/2;
%TWR=Temperatura média do enrolamento com carga nominal(°C)
%TAR=Temp. Ambiente nominal para o KVA base do ciclo de carregamento (°C)
%THSR=Temperatura do ponto mais quente do enrolamento com carga nominal(°C)
%THEHSA=Aumento do ponto mais quente do enrolamento sobre a ambiente
%TWRT=Temperatura média do enrolamento com carga de teste nominal(°C)
%THEWA=Aumento temp. média nominal do enrolamento sobre a ambiente (°C)
%TTOR=Temp. de topo do fluido no tanque e radiadores a carga nominal(°C)
%THETOR=Aumento da temp. de topo sobre a ambiente com carga nominal
%TBOR=Temperatura de fundo no tanque e radiadores a carga nominal(°C)
%THEBOR=Aumento da temperatura de fundo sobre a ambiente com carga nominal
%TTDOR=Temperatura do fluido no topo do duto com carga nominal(°C)
%THEDOR=Aumento da temp. no topo do duto sobre a amb. com carreg. nominal
%TWOR=Temp. do óleo adjacente ao ponto quente do enr. na carga nominal(°C)
%TDAOR=Temp. média do fluido nos dutos de refrigeração na carga nominal(°C)
%TFAVER=Temp. média do fluido no tanque e no radiador na carga nominal(°C)
end
for i=1:ntrafo
    XK2(i)=(kVA_base_curva(i)/kVA_base(i))^2;
    TK2(i)=(TK(i)+TWR(i))/(TK(i)+T_kVA_base(i));
    P_enrol(i)=(XK2(i)*P_enrol(i)*TK2(i));
    PE(i)=XK2(i)*P_eddy(i)/TK2(i);
    PS(i)=XK2(i)*P_disp(i)/TK2(i);
    PT(i)=P_enrol(i)+PE(i)+PS(i)+P_nucleo(i);
end
end
for i=1:ntrafo
%PUELHS=Perdas Eddy, por unidade I^2R no ponto mais quente do enrolamento
    if (PE(i)/P_enrol(i)>PUELHS(i))

```

```

        PUELHS(i)=(PE(i)/P_enrol(i));
    end
end
for i=1:ntrafo
    TKHS(i)=(THSR(i)+TK(i))/(TWR(i)+TK(i));
    P_enrolHS(i)=TKHS(i)*P_enrol(i);
    PEHS(i)=PUELHS(i)*P_enrolHS(i);
%TKS=Fator de correção para correção de perdas para temperatura de hot-spot
%P_enrolHS=Perda Joule na carga nominal e na temp. nominal do hot-spot (W)
%PEHS=Redução de perdas nos enr. com carga nominal e temp. hot-spot (W)
end
for i=1:ntrafo
    if (MPR1(i)<1)
        TIMCOR(i)=60*TIMCOR(i);
%TIMCOR=Tempo em que ocorre a sobre-excitação do núcleo (h)
    end
end
for i=1:ntrafo %Definindo intervalo de tempo de amostragem
DT = .5; %DT=Incremento de tempo para o cálculo (h)
end
% Equação G-7
for i=1:ntrafo
    XMCP(i) = (PE(i) + P_enrol(i)) * TAUW(i) / (TWRT(i) - TDAOR(i));
    WWIND(i) = XMCP(i) / CP_enrol(i);
end
for i=1:ntrafo
    if WWIND(i) < WCC(i)
        WCORE(i) = WCC(i) - WWIND(i);
        CPST(i) =3.51;
        WFL(i) = GFLUID(i) * 231 * RHOF(i);
        SUMMCP(i) = (WTANK(i) * CPST(i)) + (WCORE(i) * CPST(i)) + (WFL(i) *
CPF(i));
        T(i) = (TWRT(i) + TDAOR(i)) / 2;
        VISR(i) = B8(i)*exp(C8(i)/(T(i)+273));
        T(i) = (THSR(i) + TWOR(i)) / 2;
        VIHSR(i) = B8(i)*exp(C8(i)/(T(i)+273));
        TMP = 0;
        if MPR1 < 1
            DTP = 15;
        end
        KK(i) = round((TIM(:,JJ)/DTP)+.01);
        for K = 1:KK
            TMP = TMP + DTP;
            TIMP(K) = TMP;
        end
diary(sprintf('%s_%s.txt',trafo,cenario));
% função diary para salvar o Output command Window em .txt
    fprintf ('RESULTADOS DE TEMPERATURAS\n')
    if MPR1 == 1
        fprintf ('Hora      HOT SPOT.[°C]  Topo do Óleo.[°C]\n');
    end
    if LCAS(i) == 1
        THS(i) = THSR(i);
        TW(i) = TWRT(i);
        TTO(i) = TTOR(i);
        TTDO(i) = TTDOR(i);
        TBO(i) = TBOR(i);
        MPR(i) = 0;
        JLAST(i) = 2;
    else

```

```

                MPR(i) = MPR1(i);
                JLAST(i) = 1;
            end
        end
    end
    for i=1:ntrafo
        TFAVE(i) = (TTO(i) + TBO(i)) / 2;
        TWO(i) = TBO(i) + (HHS(i) * (TTDO(i) - TBO(i)));
    end
    iter=0;
    for JJJ = 1:1:JLAST
        if JJJ == 2
            for i=1:ntrafo
                MPR(i) = MPR1(i);
            end
        end
    end
    for i=1:ntrafo
        THSMAX(i) = THS(i);
        TIMHS(i) = 0;
        TTOMAX(i) = TTO(i);
        TIMTO(i) = 0;
        TTOMIN(i)=TTO(i);
        J = 1;
        K = 1;
        TIMS = 0;
        TIMSH = 0;
        ASUM(i)=0;
    end
    if MPR==1
        TIMSH_P(K)=TIMSH;
        PL_P(K)=PUL(:,1);
        TA_P(K)=AMB(:,1);
        THS_P(K)=THS;
        TTO_P(K)=TTO;
        TTDO_P(K)=TTDO;
        TBO_P(K)=TBO;
    end
    DTP=60;
    while K <= (TIM(JJ)/DTP)
        while TIMS < TIMP(K)
            TIMS = TIMS + DT;
            if TIMS > TIM(J + 1)
                J = J + 1;
            end
        end
        if TIMS <= TIM(JJ)
            for i=1:ntrafo
                TIMSH(i) = TIMS/60;
            end
            if (round(TIM(J + 1) - TIM(J))) < .01
                J = J + 1;
            end
            for i=1:ntrafo
                SL(i) = (PUL(i,J + 1) - PUL(i,J)) / (TIM(J + 1) - TIM(J));
                PL(i) = PUL(i,J) + (SL(i) * (TIMS - TIM(J)));
                SLAMB(i) = (AMB(i,J + 1) - AMB(i,J)) / (TIM(J + 1) - TIM(J));
                SLAMB=SLAMB';
                TA(i) = AMB(i,J) + (SLAMB(i) * (TIMS - TIM(J)));
            end
            for i=1:ntrafo
                TDAO(i) = (TTDO(i) + TBO(i)) / 2;

```

```

        TKW(i) = (TW(i) + TK(i)) / (TWR(i) + TK(i));
        QWGEN(i) = PL(i) * PL(i) * ((TKW(i) * P_enrol(i)) + (PE(i) /
TKW(i))) * DT;
    end
    for i=1:ntrafo
        if TW(i) > TDAO(i)
            if MA(i) < 4
                T(i) = (TW(i) + TDAO(i)) / 2;
                VIS(i) = B8(i)*exp(C8(i)/(T(i)+273));
                QWLOST(i) = (((TW(i)-TDAO(i))/(TWRT(i)-
TDAOR(i)))^1.25)*((VISR(i)/VIS(i))^.25)*(P_enrol(i)+PE(i))*DT;
            else
                QWLOST(i) = ((TW(i)-TDAO(i))/(TWRT(i)-
TDAOR(i)))*(P_enrol(i)+PE(i))*DT;
            end
        else
            QWLOST(i)=0;
            if TW(i) < TBO(i)
                TW(i) = TBO(i);
            end
        end
    end
    for i=1:ntrafo
        TW(i) = (QWGEN(i) - QWLOST(i) + (XMCP(i) * TW(i))) / XMCP(i);
        DTDO(i) = (TTDOR(i) - TBOR(i)) * ((QWLOST(i) / ((P_enrol(i) +
PE(i)) * DT) ^ X8(i)));
        TTDO(i) = TBO(i) + DTDO(i);
        TDAO(i) = (TTDO(i) + TBO(i)) / 2;
        TAO(i) = TBO(i) + (HHS(i) * DTDO(i));
        TKHS(i) = (THS(i) + TK(i)) / (THSR(i) + TK(i));
    end
    for i=1:ntrafo
        if (TTDO(i) + 0.1) < TTO(i)
            TWO(i) = TTO(i);
        end
    end
    for i=1:ntrafo
        if THS(i) < TW(i)
            THS(i) = TW(i);
        end
    end
    for i=1:ntrafo
        if THS(i) < TWO(i)
            THS(i) = TWO(i);
        end
    end
    for i=1:ntrafo
        QHSGEN(i) = PL(i) * PL(i) * ((TKHS(i) * P_enrolHS(i)) + (PEHS(i) /
TKHS(i))) * DT;
    end
    for i=1:ntrafo
        if MA(i) < 4
            T(i) = (THS(i) + TWO(i)) / 2;
            VISHS(i) = B8(i)*exp(C8(i)/(T(i)+273));
            QLHS(i) = (((THS(i)-TWO(i))/(THSR(i)-
TWOR(i)))^1.25)*((VIHSR(i)/VISHS(i))^.25)*(P_enrolHS(i) +PEHS(i))*DT;
        else
            QLHS(i) = ((THS(i)-TWO(i))/(THSR(i)-
TWOR(i)))*(P_enrolHS(i)+PEHS(i))*DT;
        end
    end

```

```

end
for i=1:ntrafo
  THS(i) = (QHSGEN(i) - QLHS(i) + (XMCP(i) * THS(i))) / XMCP(i);
  QS(i) = ((PL(i) * PL(i) * PS(i)) / TKW(i)) *DT;
  QLOSTF(i) = (((TFAVE(i) - TA(i)) / (TFAVER(i) - TAR(i))) ^ (1 /
YN8(i))) * PT(i) * DT;
end
for i=1:ntrafo
  if MCORE(i) < 1
    if TIMS > TIMCOR(i)
      QC(i) = P_nucleoOE(i) * DT;
    else
      QC(i) = P_nucleo(i) * DT;
    end
  end
end
for i=1:ntrafo
  TFAVE(i) = (QWLOST(i)+QC(i)+QS(i)-
QLOSTF(i)+(SUMMCP(i)*TFAVE(i)))/SUMMCP(i);
  DTTB(i) = ((QLOSTF(i)/(PT(i)*DT))^Z8(i))*(TTOR(i)-TBOR(i));
  TTO(i) = TFAVE(i) + (DTTB(i) / 2);
  TBO(i) = TFAVE(i) - (DTTB(i) / 2);
end
for i=1:ntrafo
  if TBO(i) < TA(i)
    TBO(i) = TA(i);
  end
end
for i=1:ntrafo
  if TTDO(i) < TBO(i)
    TTDO(i) = TBO(i);
  end
end
for i=1:ntrafo
  FAA(i)=exp((15000 / 383) - (15000 / (THS(i) + 273)));
  ASUM(i) = ASUM(i) + (FAA(i) * DT);
end
for (i=1:ntrafo)
  if THS(i) > THSMAX(i)
    THSMAX(i)=THS(i);
    TIMHS(i)=TIMSH(i);
  end
  if TTO(i)<TTOMIN(i)
    TTOMIN(i)=TTO(i);
  end
end
if TTO(i) > TTOMAX(i)
  TTOMAX(i) = TTO(i);
  TIMTO(i) = TIMSH(i);
end
end
iter=iter+1;
end
K = K + 1;
if MPR==1
  %Ajuste de linhas da Tela de Comando
  if THS<100
    if TIMSH<10
      fprintf (' %0.2f          %0.3f          %0.3f\n',
TIMSH, THS, TTO);

```

```

        else
            fprintf ('%0.2f          %0.3f          %0.3f\n', TIMSH,THS,TTO);
        end
    else
        if TIMSH<10
            fprintf (' %0.2f          %0.3f          %0.3f\n', TIMSH,THS,TTO);
        else
            fprintf ('%0.2f          %0.3f          %0.3f\n', TIMSH,THS,TTO);
        end
    end
    TIMSH_P(K)=TIMSH;
    PL_P(K)=PL;
    TA_P(K)=TA;
    THS_P(K)=THS;
    TTO_P(K)=TTO;
    TTDO_P(K)=TTDO;
    TBO_P(K)=TBO;
end
end
end
for i=1:ntrafo
    TIMS = TIMS - DT;
    ASUM(i) = ASUM(i) / 60;
    FEQA(i) = ASUM(i) / TIMSH(i);
end
%Apresentacao de Resultados da Tela de Comando
for pt=1:24
    carregamento_plot(pt)=PL_P(pt+1);
    hora_plot(pt)=TIMSH_P(pt+1);
    hotspot_plot(pt)=THS_P(pt+1);
    topo_plot(pt)=TTO_P(pt+1);
    fundo_plot(pt)=TBO_P(pt+1);
    temp_amb(pt)=AMB(pt+1);
end
hotspotmax=max(hotspot_plot); %Determinação do da temp. máxima HotSpot
horahsmax=find(hotspot_plot==hotspotmax); %Hora do Hot-spot máximo
topo_plotmax=max(topo_plot); %Determinação da temp. máxima Topo
horatopomax=find(topo_plot==topo_plotmax); %Hora da Temp topo máxima
for i=1:ntrafo %Resumo de resultados
    fprintf (' _____\n');
    fprintf (' \nTEMPERATURAS DURANTE O CICLO DE CARREGAMENTO:\n');
    fprintf (' \nTEMPERATURAS MÁXIMAS:\n');
    fprintf ('Temperatura máxima no ponto mais quente do enrolamento (HOT SPOT) = %.4f°C à(s) %.0f:00 hora(s).\n', hotspotmax, horahsmax);
    fprintf ('Temperatura máxima no topo do óleo = %.4f°C à(s) %.0f:00 hora(s).\n', topo_plotmax, horatopomax);
    fprintf (' \nTEMPERATURAS FINAIS:\n');
    fprintf ('Temperatura final no ponto mais quente do enrolamento (HOT SPOT) = %.4f°C. \n', THS(i));
    fprintf ('Temperatura final nos enrolamentos = %.4f°C. \n', TW);
    fprintf ('Temperatura final no topo do óleo = %.4f°C. \n', TTO);
    fprintf ('Temperatura final no duto do óleo = %.4f°C. \n', TTDO);
    fprintf ('Temperatura final no fundo do óleo = %.4f°C. \n', TBO);
    fprintf (' \nENVELHECIMENTO EQUIVALENTE = %.4f horas. \n', ASUM(i));
    fprintf ('DURAÇÃO CICLO DE CARGA = %.0f horas. \n', TIMSH(i));
    fprintf ('FATOR ENVELHECIMENTO EQUIVALENTE = %.4f P.U.\n', FEQA(i));
    fprintf (' _____\n');
end
diary off; %fim função diary para txt
%Ajuste de vetores para plotar gráficos

```

```

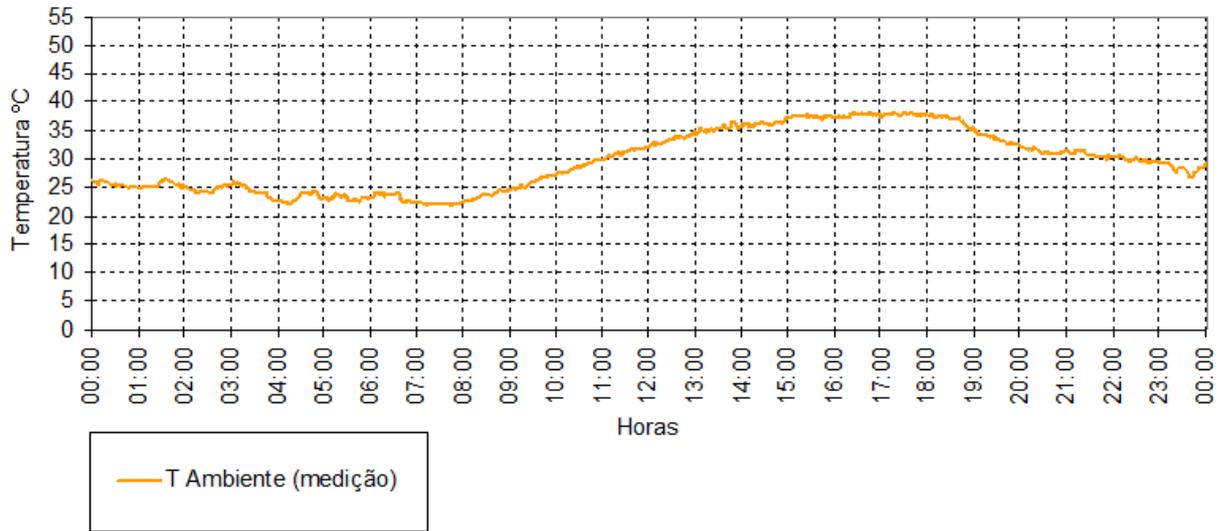
variacao_hotspot=1:140;
ysup=1.1*THSMAX;
yinf=0.75*min(temp_amb);
for pt2=20:140
    FAA_plot(pt2)=exp((15000 / 383) - (15000 / (variacao_hotspot(pt2) +
273)));
end
carregamento_plot=carregamento_plot*kVA_base; %Limite de carregamentos
%Variaveis de Saída, Título, nomes dos arquivos
outFAA=sprintf('FAA do %s, %s', trafo,cenario);
outcurves=sprintf('Modelo Térmico do %s, %s', trafo,cenario);
outcurves2=sprintf('%s_%s_Modelo_Termico',trafo,cenario);
outFAA2=sprintf('%s_%s_FAA',trafo,cenario);
%Grafico 1: Carregamento/Temperaturas
f1=figure('Name','Carregamento/Temperaturas');
title(outcurves)
xlabel('Tempo (hora)')%Eixo do horário
xlim([0.05 24])
xticks([01 02 03 04 05 06 07 08 09 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22
23 24]);
yyaxis left
plot(hora_plot,hotspot_plot,'b:s','LineWidth',1.5);
hold on
plot(hora_plot,topo_plot,'k*--','LineWidth',1.5);
hold off
hold on
plot(hora_plot,temp_amb,'gp-.','LineWidth',1.5);
hold off
grid on
grid minor
ylim([yinf ysup])
ylabel ('Temperatura (°C)') %Eixo de Temperatura
yyaxis right
plot(hora_plot,carregamento_plot,'rv-','LineWidth',1.5);
legend('Temp. Hotspot (°C)','Temp. Topo do Óleo (°C)','Temp. Ambiente
(°C)','Carregamento (kVA)', 'Location','southoutside') %Legenda Graf1
ylim([0 1.5*kVA_base])
ylabel ('Carregamento (kVA)') %Eixo de Carregamento
%Grafico 2: Fator de Aceleração de Envelhecimento
f2=figure('Name','Fator de Aceleração de Envelhecimento');
xlim([0.1 140])
ylim([0.00001 35])
semilogy(variacao_hotspot,FAA_plot,'r','LineWidth',1.5);
hold on
semilogy(THS,FAA,'b*--','LineWidth',1);
legend('Curva do Fator de Aceleração de Envelhecimento
(FAA)',outFAA,'Location','northwest');
hold off
grid on
grid minor
title('Curva FAA')
xlabel('Temperatura do Ponto mais Quente do Enrolamento')%Eixo das
temperaturas Hot-Spot
ylabel ('Fator de Aceleração de Envelhecimento') %FAA
saveas(f1,outcurves2,'pdf');
saveas(f2,outFAA2,'pdf'); %Fim do Algoritmo%

```


ANEXO A – PARÂMETROS ELÉTRICOS DE CONDUTORES

Na tabela abaixo é fornecida algumas opções de condutores com seus parâmetros elétricos para implementação da rede de distribuição e o destaque do condutor utilizado.

Condutor	R ₁ (Ω/km)	X ₁ (Ω/km)	R ₀ (Ω/km)	X ₀ (Ω/km)	Ampacidade (A)
2#F3,09CAZ	31,0490	1,1640	31,0190	1,5890	6
3#1/0CA	0,6047	0,4483	0,7825	1,9115	203
3#1/0CAA	0,6908	0,5183	0,8686	1,9815	220
3#1/0CC	0,3773	0,4499	0,5550	1,9131	305
3#1CA	0,6047	0,4483	0,7825	1,9115	203
3#1CAA	0,6908	0,5183	0,8686	1,9815	220
3#1CC	0,3773	0,4499	0,5550	1,9131	305
3#2/0CA	0,4792	0,4410	0,6569	1,9042	235
3#2/0CAA	0,5563	0,5090	0,7340	1,9722	250
3#2CA	0,9633	0,4673	1,1411	1,9305	152
3#2CAA	1,0503	0,5239	1,2281	1,9871	160
3#2CC	0,5991	0,4717	0,7769	1,9349	226
3#3/0CA	0,3810	0,4323	0,5587	1,8955	271
3#3/0CAA	0,4494	0,4965	0,6271	1,9597	290
3#3/0CC	0,2374	0,4325	0,4152	1,8957	412
3#336,4	0,1908	0,4007	0,3686	1,8640	419
3#336,4CA	0,1908	0,4007	0,3686	1,8640	419
3#336,4CAA	0,1902	0,3871	0,3679	1,8503	428
3#336,4CC	0,1908	0,4007	0,3686	1,8640	419
3#397,5CAA	0,1902	0,3871	0,3679	1,8503	428
3#4/0CA	0,3021	0,4236	0,4798	1,8868	314
3#4/0CAA	0,3679	0,4717	0,5457	1,9349	330
3#4/0CC	0,1883	0,4232	0,3661	1,8864	477
3#4/0SUCA	0,3472	0,1367	2,4440	0,0730	537
3#477CA	0,1342	0,3888	0,3120	1,8520	519
3#477CAA	0,1342	0,3778	0,3120	1,8410	523
3#4CA	1,5289	0,4960	1,7066	1,9592	114
3#4CAA	1,5973	0,5201	1,7750	1,9833	125
3#4CC	0,9434	0,4891	1,1212	1,9523	163
3#6CA	2,4301	0,5022	2,6078	1,9538	80
3#6CAA	2,4736	0,5288	2,6513	1,9921	80
3#6CC	1,4978	0,5065	1,6756	1,9697	121
3#7CC	2,3617	0,5239	2,5395	1,9871	72
3#8CC	2,3617	0,5239	2,5395	1,9871	72
3#C11,9CAA	31,0490	1,1640	31,0190	1,5890	6
3#C11,9CAZ	31,0490	1,1640	31,0190	1,5890	6
3#F3,09CAZ	31,0490	1,1640	31,0190	1,5890	6

ANEXO B – CURVA DE TEMPERATURA REAL**Curva de Temperatura (medição) em São Leopoldo em 22/11/2005**

Fonte: Adaptado de (JESUS et al., 2006).