



**Universidade do Estado do Rio de Janeiro**

**Centro de Tecnologia e Ciências**

**Faculdade de Engenharia**

**Renan Larrieu de Abreu Mourão**

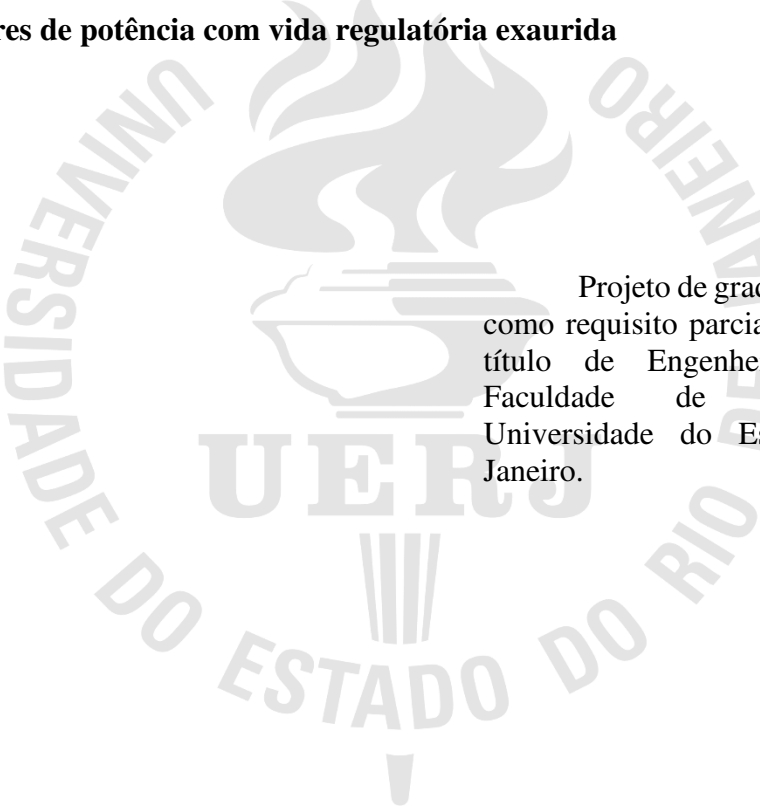
**Metodologia para tomada de decisão sobre substituição de  
transformadores de potência com vida regulatória exaurida**

**Rio de Janeiro**

**2023**

Renan Larrieu de Abreu Mourão

**Metodologia para tomada de decisão sobre substituição de transformadores de potência com vida regulatória exaurida**



Projeto de graduação apresentado, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista, à Faculdade de Engenharia, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

Orientador: Prof. Carlos Aparecido Ferreira

Coorientador: Alex Artigiani Neves Lima

Rio de Janeiro

2023

Ficha elaborada pelo autor através do  
Sistema para Geração Automática de Ficha Catalográfica da  
Rede Sirius - UERJ

M929

Mourão, Renan Larrieu de Abreu  
Metodologia para tomada de decisão  
sobre substituição de transformadores de  
potência com vida regulatória exaurida /  
Renan Larrieu de Abreu Mourão - 2023.  
97 f.

Orientador: Carlos Aparecido Ferreira  
Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à  
Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade  
de Engenharia, para obtenção do grau de bacharel em  
Engenharia Elétrica.

1. Gestão de Ativos- Monografias. 2. Fim de vida  
útil - Monografias. 3. Transformadores de Potência -  
Monografias. I. Ferreira, Carlos Aparecido. II.  
Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade  
de Engenharia. III. Título.

CDU 621.3

Renan Larrieu de Abreu Mourão

**Metodologia para tomada de decisão sobre substituição de transformadores de potência com vida regulatória exaurida**

Projeto de graduação apresentado, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista, à Faculdade de Engenharia, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

Aprovado em 5 de dezembro de 2023.

Banca Examinadora:



Prof. Dr. Carlos Aparecido Ferreira

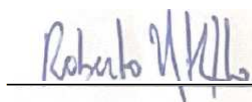
Faculdade de Engenharia – UERJ

**JOSE EDUARDO TELLES**  
**VILLAS:33779589753**

Assinado de forma digital por JOSE  
EDUARDO TELLES VILLAS:33779589753  
Dados: 2023.12.21 15:08:25 -03'00'

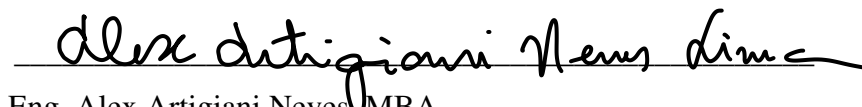
Prof. Titular Pós - Doctor. José Eduardo Telles Villas

Faculdade de Engenharia – UERJ



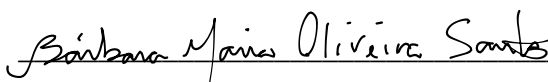
Prof. Dr. Roberto Nogueira Fontoura Filho

Faculdade de Engenharia – UERJ



Eng. Alex Artigiani Neves, MBA

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras



Profª. Dra. Barbara Maria Oliveira Santos

Faculdade de Engenharia – UERJ

Rio de Janeiro

2023

## AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, por confiarem a mim o custoso, mas valioso investimento da educação, em especial à minha mãe, que durante todo o tempo de graduação foi o maior subsídio que eu poderia ter, sem ela eu jamais teria me formado.

A todos da equipe DTOM Eletrobras, que desde o meu primeiro dia como estagiário sempre foram solícitos, atenciosos e extremamente carismáticos comigo, sendo, honestamente, a melhor equipe que eu poderia ter para me desenvolver acadêmico e profissionalmente. Em especial ao meu supervisor de estágio Alex Artigiani, que sempre foi um grande professor para mim e que ao saber do meu interesse acadêmico em realizar o trabalho de conclusão de curso no tema do estágio, prontamente se disponibilizou a ser meu coorientador.

Aos meus amigos da faculdade que cruzaram meu caminho em salas de aula, em equipes de competição, em viagens, em atividades de extensão, visita técnicas e tudo que uma universidade pública poderia oferecer de melhor. Em especial aos colegas do GFRJ (Grupo de Foguetes do Rio de Janeiro), que me acolheram e permitiram que eu tivesse meu primeiro contato prático com o curso de engenharia elétrica no meu segundo período de faculdade.

Ao meu melhor amigo, Lucas Ferreira, que durante a produção deste trabalho esteve seguindo seu sonho de realizar graduação na França, mas que por nenhum momento deixou de me apoiar e me incentivar sobre todas as decisões, acadêmico e profissionalmente, mesmo nos momentos mais difíceis que tive durante a graduação e na minha vida pessoal.

Aos meus dois amados cachorrinhos, Mila e Jimmy.

Ao meu orientador, Carlos Aparecido, por me orientar e me instruir sobre cada etapa do meu trabalho e de minhas escolhas pessoais acerca dos meus objetivos profissionais. Muito obrigado por ser tão solícito comigo.

"Afirmações extraordinárias requerem evidências extraordinárias." – Carl Sagan

Renan Larrieu de Abreu Mourão

## RESUMO

MOURÃO; Renan Larrieu de Abreu. *Metodologia para tomada de decisão sobre substituição de transformadores de potência com vida regulatória exaurida*. Projeto Final (Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2023.

Atualmente, no sistema elétrico brasileiro, há uma grande quantidade de ativos com vida útil regulatória atingida, sendo necessária uma tomada de decisão com relação a esse fato. O volume de investimentos para a troca desses ativos é expressivo. Devido ao montante elevado, tanto em investimentos quanto em quantidades de equipamentos, identificou-se, por parte dos órgãos setoriais envolvidos, agentes e fabricantes, a necessidade de um plano de substituição destes ativos. A grande quantidade de equipamentos com final de vida útil demanda uma análise mais profunda, envolvendo aspectos financeiros, técnicos, e estratégicos para os agentes. Desses ativos, os transformadores de potência têm uma importância destacada, tanto pelo seu elevado custo de aquisição quanto pela sua importância para o funcionamento do sistema.

Diante do exposto, identifica-se a necessidade de desenvolvimento de uma metodologia estruturada para avaliação dos referidos aspectos, associados aos transformadores com final de vida útil e a priorização de substituição destes que possa auxiliar a tomada de decisão, considerando as diversas restrições e situações de contorno que a regulação apresenta.

Neste trabalho foi implementada uma ferramenta utilizando o método multicritério AHP (*Analytic Hierarchy Process*), que leva em consideração a avaliação financeira, ponderando variáveis como custo de CAPEX (*Capital Expenditure*) OPEX (*Operational Expenditure*), RAP (Receita Anual Permitida), PV (Parcela Variável), etc.; a avaliação técnica, baseada em variáveis que as empresas em geral já utilizam para análise da saúde do equipamento; e uma avaliação estratégica, com os principais aspectos empresariais que as empresas consideram mais decisivos na tomada de decisão.

Entre as três avaliações citadas, há destaque para a avaliação financeira, em que foi implementada uma metodologia que permitiu a comparação de investimentos, a partir da construção de seus fluxos de caixa, com diferentes horizontes de tempo para determinação do ano ótimo para substituição dos ativos avaliados a partir do ponto de vista financeiro.

Sendo assim, tem-se como resultado final diversos cenários com diferentes *rankings* de prioridade para substituição de transformadores de potência fictícios de acordo com a metodologia adotada.

Esse trabalho contribui para a área de gestão de ativos no sentido de facilitar o trabalho para o tomador de decisão que, muitas vezes, tem um bom domínio de uma ou duas das avaliações citadas, mas dificilmente das três.

Palavras-chave: Gestão de Ativos, Fim de vida útil, Transformadores de Potência.

## ABSTRACT

LARRIEU, Renan. *Methodology for decision-making on replacing power transformers with expired regulatory life*. Final Project (*Graduação em Engenharia Elétrica*) – Faculdade de Engenharia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2023.

Currently, in the Brazilian electrical system, there are a large number of assets that have reached their regulatory useful life, and decision-making is necessary in relation to this fact. The volume of investments to exchange these assets is significant. Due to the high amount, both in investments and in quantities of equipment, the need for a replacement plan for these assets was identified by the sectoral bodies involved, agents and manufacturers. The large amount of equipment at the end of its useful life demands a deeper analysis, involving financial, technical, and strategic aspects for agents. Of these assets, power transformers are of particular importance, both due to their high acquisition cost and their importance for the functioning of the system.

In view of the above, it is identified the need to develop a structured methodology for evaluating the aforementioned aspects, associated with transformers at the end of their useful life and prioritizing their replacement that can assist decision-making, considering the various restrictions and situations of contour that the regulation presents.

In this work, a tool was implemented using the AHP multi-criteria method, which takes into account the financial assessment, weighing variables such as costs related to CAPEX, OPEX, RAP, PV, etc.; technical assessment, based on variables that companies in general already use to analyze equipment health; and a strategic assessment, with the main business aspects that companies consider most decisive in decision-making.

Among the three assessments mentioned, the financial assessment stands out, in which a methodology was implemented that allowed the comparison of investments, based on the construction of their cash flows, with different time horizons to determine the optimal year for replacement of assets valued from a financial point of view.

Therefore, the result is several scenarios with different priority rankings for replacing fictitious power transformers according to the methodology adopted.

This work contributes to the area of asset management in the sense of facilitating the work for the decision maker who, often, has a good command of one or two of the assessments, but rarely of all three.

Keywords: Asset Management, End of life, Power Transformers.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Esquemático de transformador de potência .....	22
Figura 2 - Curvas de correlação entre GP e 2FAL .....	25
Figura 3 - Fluxograma Teórico AHP .....	46
Figura 4 – Perfil decrescente de formação da RAP .....	54
Figura 5 - Fluxo de Caixa Não Uniformizado com horizonte de 18 anos .....	59
Figura 6 – Fluxo de Caixa Uniformizado para o ano 18 .....	59
Figura 7 – Parcela de cada alternativa de troca .....	60
Figura 8 - Fluxograma geral de metodologia empregada .....	69
Figura 9 – Curva de Correlação GP-2FAL .....	71
Figura 10 – Curva de PV x GP .....	72
Figura 11 - Resultado de Simulação Multicritério Cenário 1 .....	78
Figura 12 - Resultado de Simulação Multicritério Cenário 2 .....	80
Figura 13 - Resultado de Simulação Multicritério Cenário 3 .....	82
Figura 14 - Resultado de Simulação Multicritério Cenário 4 .....	83
Figura 15 - Gráfico das parcelas <i>Ptdo</i> do fluxo de caixa da Tabela 33 .....	88
Figura 16 - Gráfico das parcelas <i>Ptu</i> do fluxo de caixa da Tabela 34 .....	89



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Requisitos mínimos de manutenção de transformadores de potência .....	23
Tabela 2 - Equação dos modelos de correlação entre GP e 2FAL .....	25
Tabela 3 - Tabela de Encargos.....	36
Tabela 4 - Tabela de Tributos .....	36
Tabela 5 – Escala fundamental de importância comparativa .....	41
Tabela 6 - Fluxo de caixa genérico.....	63
Tabela 7 - Alternativas de VAUE.....	63
Tabela 8 - Subcritérios estratégicos .....	65
Tabela 9 - Peso dos subcritérios técnicos .....	67
Tabela 10 - Peso dos subcritérios estratégicos .....	67
Tabela 11 - Peso dos subcritérios financeiros.....	67
Tabela 12 - Cenários com diferentes pesos de critérios.....	67
Tabela 13 – Resultados de correlação GP-2FAL .....	70
Tabela 14 – Resultados de Correlação GP-PV% .....	71
Tabela 15 – Resultado de avaliação bucha .....	73
Tabela 16 – Resultado de avaliação CDC .....	73
Tabela 17 - Entradas de simulação financeira equipamento novo.....	74
Tabela 18 - Entradas de simulação financeira equipamento existente .....	75
Tabela 19 - Resultados de simulação financeira.....	75
Tabela 20 - Resultados dos cinco primeiros subcritérios estratégicos.....	75
Tabela 21 - Resultado do sexto subcritério estratégico .....	76
Tabela 22 – Resultado Técnico do Cenário 1 .....	77
Tabela 23 – Resultado Estratégico do Cenário 1 .....	77
Tabela 24 – Resultado Financeiro do Cenário 1 .....	77
Tabela 25 - Resultado Técnico do Cenário 2.....	78
Tabela 26 - Resultado Estratégico do Cenário 2.....	79
Tabela 27 - Resultado Financeiro do Cenário 2 .....	79
Tabela 28 - Resultado Técnico do Cenário 3.....	80
Tabela 29 - Resultado Estratégico do Cenário 3.....	81
Tabela 30 - Resultado Financeiro do Cenário 3 .....	81
Tabela 31 – Resultado Financeiro do Cenário 4.....	82

Tabela 32 - Premissas fictícias de investimento .....	87
Tabela 33- Fluxo de Caixa de t parcelas.....	87
Tabela 34 - Fluxo de caixa uniformizado .....	89
Tabela 35 - Fluxo de caixa de formação da RAP em R\$.....	90
Tabela 36 - Fluxo de caixa completo de um equipamento existente .....	91
Tabela 37 - Fluxo de caixa completo de um equipamento novo .....	92
Tabela 38 - Definição de pesos pela metodologia GUT para critérios.....	93

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

2FAL	2-Furfuraldeído
AGD	Análise de Gases Dissolvidos
AHP	<i>Analytic Hierarchy Process</i>
AMSE	Apuração Mensal de Serviços e Encargos da Transmissão
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATD	Ativo Totalmente Depreciado
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
DIT	Demais Instalações Estratégicas
E&T	Encargos e Tributos
EBIT	<i>Earning Before Interest and Taxes</i>
EBITDA	<i>Earning Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization</i>
FT	Função de Transmissão
GP	Grau de Polimerização
IR	Imposto de Renda
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
NC	Nota do Critério
NF	Nota Final
O&M	Operação e Manutenção
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
OLTC	<i>On Load Tap Changer</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PAR	Plano de Ampliação e Reforços
PC	Peso do Critério
PEL	Plano da Operação Elétrica
PIS	Programa de Integração Social
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
POTEE	Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica

PPM	Parte por Milhão
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
PSC	Peso do Subcritério
PV	Parcela Variável
PV%	Perda de Vida Percentual
RAP	Receita Anual Permitida
RB	Rede Básica
RBSE	Rede Básica do Sistema Existente
RBF	Rede Básica de Fronteira
RGR	Reserva Global de Reversão
RI	<i>Random Consistency Index</i>
RR	Receita Requerida
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Taxa de Consistência
TGC	Total de Gases Combustíveis
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TSFEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
VAUE	Valor Anual Equivalente Uniforme
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Capital Cost</i>

## SUMÁRIO

<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>15</b>
<b>1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA PARA SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES EM FIM DE VIDA ÚTIL .....</b>	<b>19</b>
<b>1.1 Fundamentação técnica .....</b>	<b>19</b>
<u>1.1.1 Transformadores de potência .....</u>	<u>20</u>
<u>1.1.2 Parte ativa .....</u>	<u>22</u>
<u>1.1.3 Buchas.....</u>	<u>27</u>
<u>1.1.4 Comutador de derivação em carga.....</u>	<u>27</u>
<b>1.2 Fundamentação financeira.....</b>	<b>28</b>
<u>1.2.1 Custo de investimento.....</u>	<u>28</u>
<u>1.2.2 Custo de PV .....</u>	<u>29</u>
<u>1.2.3 CAPM .....</u>	<u>29</u>
<u>1.2.4 Fluxo de caixa .....</u>	<u>32</u>
<u>1.2.5 Taxa de depreciação.....</u>	<u>33</u>
<u>1.2.6 Custos de O&amp;M .....</u>	<u>35</u>
<u>1.2.7 Encargos e tributos.....</u>	<u>35</u>
<u>1.2.8 Índices financeiros .....</u>	<u>36</u>
<b>1.3 Fundamentação estratégica .....</b>	<b>39</b>
<b>1.4 Análise multicritério .....</b>	<b>41</b>
<b>2 METODOLOGIA PARA SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA .....</b>	<b>47</b>
<b>2.1 Metodologia técnica .....</b>	<b>47</b>
<u>2.1.1 Parte ativa .....</u>	<u>47</u>
<u>2.1.2 Buchas.....</u>	<u>48</u>
<u>2.1.3 Comutador de derivação em carga.....</u>	<u>48</u>
<b>2.2 Metodologia financeira.....</b>	<b>48</b>
<u>2.2.1 Premissas adotadas .....</u>	<u>48</u>

2.2.2	VAUE .....	57
2.3	Metodologia estratégica.....	65
2.4	Metodologia multicritério .....	66
3	RESULTADOS.....	70
3.1	Resultado de análise técnica.....	70
3.1.1	Resultados de análise técnica da parte ativa .....	70
3.1.2	Resultados de análise técnica das buchas .....	73
3.1.3	Resultados de análise técnica do comutador de derivação em carga.....	73
3.2	Resultado de análise financeira .....	74
3.3	Resultado de análise estratégica .....	75
3.4	Resultado de análise multicritério.....	76
3.4.1	Cenário 1 .....	76
3.4.2	Cenário 2 .....	78
3.4.3	Cenário 3 .....	80
3.4.4	Cenário 4.....	82
4	CONCLUSÃO .....	84
	APÊNDICE A – Aplicação de VAUE em fluxo de caixa.....	87
	APÊNDICE B – Formação da RAP de um equipamento novo .....	90
	APÊNDICE C – Fluxo de caixa completo de um equipamento existente.....	91
	APÊNDICE D – Fluxo de caixa completo de um equipamento novo .....	92
	ANEXO A – Determinação de peso para critérios da Matriz GUT.....	93
	REFERÊNCIAS.....	94

## INTRODUÇÃO

O objetivo deste trabalho é implementar uma ferramenta capaz de subsidiar a tomada de decisão do ponto de vista gerencial sobre a substituição de transformadores de potência com vida útil regulatória exaurida. Neste sentido, objetiva-se ponderar riscos técnicos, financeiros e estratégicos associados à natureza desses equipamentos a fim de gerar uma lista de ranqueamento com o grau de prioridade de cada destes.

De acordo com (CHAVES e COELHO, 2022), até a década de 90, o setor elétrico do Brasil era caracterizado por empresas que controlavam todas as etapas da produção e distribuição de energia, em especial a Eletrobras, em um sistema de monopólios naturais regulados com base nos custos do serviço. Nesse período, teve início um processo de reforma de desverticalização do setor, que incluiu a separação das diferentes atividades, a privatização de algumas empresas de energia elétrica e a introdução da competição nos segmentos de geração e comercialização de energia. Entre 1995 e 2002, foram promulgadas leis que fomentaram a competição e modelos de negócios de transmissão, eliminando as restrições geográficas de mercado e promovendo a competição por meio de licitações para a expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN).

No que diz respeito à prorrogação dos contratos de transmissão em vigor na época, a Lei nº 9.074/1995 estabeleceu a possibilidade de estender essas concessões existentes por mais 20 anos, ou seja, até o ano de 2015.

Próximo a este prazo, a MP nº 579/2012, transformada na Lei nº 12.783/2013, estabeleceu que as transmissoras que aceitarem prorrogar a concessão de seus ativos, mesmo ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, seriam remuneradas apenas pela parcela de O&M (Operação e Manutenção) da receita de transmissão, ou seja, seus ativos perderiam uma considerável parcela de sua remuneração. Para fins indenizatórios, as transmissoras que deixaram de receber a parcela de receita de seus ativos ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados, mas que aceitaram prorrogar a concessão, foram afetadas positivamente pela publicação do MME (Ministério de Minas e Energia), a partir da Portaria nº120/2016. Foi a partir desta que o Ministério determinou à ANEEL (Agência nacional de Energia Elétrica) que calculasse o valor de indenização da RBSE

(Rede Básica do Sistema Existente) e que este fosse pago integralmente com prazo de até oito anos, o que gerou grande impacto na tarifa dos consumidores.

De acordo com (ONS, 2023), a conclusão do PAR/PEL (Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo do Sistema Interligado Nacional) 2022 para o horizonte 2023 a 2027 indica a estimativa de utilização de R\$ 60,7 bilhões em investimentos. Este montante será destinado a realização do conjunto de obras, incluindo a construção de cerca de 16 mil km de novas LTs (Linhas de Transmissão) e 34 mil MVA de acréscimo de capacidade de transformação em SEs (Subestações) novas e existentes. Estes indicados valores de empreendimentos representam um acréscimo de 9% na potência nominal instalada em transformadores da RB (Rede Básica) e RBF (Rede Básica de Fronteira) e de 10% na extensão das LTs.

O PAR/PEL tem como objetivo avaliar o desempenho do SIN no horizonte de cinco anos, para que a operação futura seja realizada com níveis de segurança adequados e dentro dos critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede. De acordo com o referido documento, no que se refere à classificação das obras precedidos por estudos de planejamento, tem-se diferentes graus de severidade, como P0 que indica problemas de controle de tensão ou de superação de nível de curto-circuito; P1 que indica necessidade de corte de carga em condição normal de operação; P2 que indica necessidade de restrição de escoamento de geração; P3 que indica necessidade de geração térmica por razões elétricas; P4 que indica necessidade de corte de carga em contingências em capitais; P5 que indica substituição de equipamento por fim de vida útil (reforços); e P6 que indica problemas que não se enquadram em nenhuma das outras classificações. Nesse sentido, expõe-se que a classificação de severidade P5 engloba o tema abordado neste trabalho.

De acordo com (CHAVES e COELHO, 2022), a partir de um levantamento realizado pela ANEEL com dados de 2018, há indicação de que reinvestimentos no setor de transmissão podem superar R\$ 100 bi, uma vez que as máquinas e equipamentos possuem depreciação acumulada de 74,79% nos contratos deste setor.

Sabe-se que, atualmente, muitos dos transformadores de potência em operação no SIN estão com vida útil regulatória <sup>1</sup>exaurida, isto é, possuem mais de 35 anos de operação, e por esta razão são classificados como ATDs (Ativos totalmente depreciados). Do ponto de vista

---

<sup>1</sup> De acordo com o MCPSE em (ANEEL, 2015), a vida útil regulatória é utilizada para cálculo das taxas de depreciação para diversas unidades de cadastro.



técnico, há controvérsias sobre a necessidade de substituição, uma vez que alguns destes equipamentos foram fabricados em uma época de menor competitividade de produção, o que resultou na produção de diversos equipamentos sobredimensionados, e que de acordo com análises diagnósticas, muitos deles têm a indicação de boa condição de saúde física. Isso, por sua vez, torna os equipamentos que pertencem a este referido grupo mais resistentes e com uma diferente vida útil técnica, o que suscita a possibilidade deste grupo permanecer operando por mais algum tempo.

Por outro lado, do ponto de vista financeiro, esta pode não ser a melhor decisão a ser tomada, uma vez que a substituição de um ATD em boa condição técnica por um novo equipamento pode vir a melhorar a receita da empresa que o fizer, levando em consideração aspectos como O&M, PV, custo de investimento, entre outros. Além disso, do ponto de vista estratégico a substituição por um equipamento novo implica numa maior garantia de operação de acordo com os critérios de confiabilidade descritos nos Procedimentos de Rede, o que é extremamente importante em subestações estratégicas que fazem parte do SIN. No entanto, operativamente, há restrições quanto ao número de desligamentos programados para substituição de transformadores, visto que este processo ocorre mediante a obras de substituição, o que ocasiona em interrupções da FT<sup>2</sup> transformação.

Dito isso, ressalta-se a natureza multicritério desta problemática, uma vez que as três perspectivas apresentadas anteriormente são indubitavelmente componentes de uma estratégia para tomada de decisão. Entende-se que esta, por sua vez, deve ser tão assertiva quanto se pode, ponderando cada uma das três componentes que fazem parte da decisão de substituição desta classe de equipamento.

Sendo assim, este trabalho se utiliza de dados técnicos, estratégicos e financeiros de transformadores de potência fictícios como entrada da metodologia sugerida, e em seguida, apresenta-se seus resultados com análise de sensibilidade realizada de acordo com diferentes ponderações. Outrossim, vale a pena citar que, entre estes transformadores, só serão analisados os que recebem a classificação, de acordo com o ONS (Operador Nacional do Sistema), como RB ou RBF, não incluindo os transformadores classificados como DIT (Demais Instalações de

---

<sup>2</sup> De acordo com a (ANEEL, 2020), Função Transmissão é o conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares.

Transmissão) ou sem classificação, e que nessas substituições não haverá acréscimo de potência do equipamento novo em relação ao existente, classificando a troca, então, como obra de melhoria.

Este trabalho está estruturado em três capítulos, além da introdução e conclusão.

A introdução apresenta a relevância e as motivações para realizar este trabalho, bem como o objetivo e a estrutura.

O primeiro capítulo apresenta a teoria acerca de cada uma das três diferentes análises referidas ao transformador de potência, isto é, da análise técnica, estratégica e financeira. Além disso, apresenta também a teoria sobre a ferramenta proposta neste trabalho para análise multicritério: o AHP, que de acordo com (SAATY, 2012), é uma metodologia desenvolvida para auxiliar na tomada de decisão.

O segundo capítulo apresenta a metodologia utilizada sobre cada tipo de análise considerada, bem como premissas, condições de contorno, ajustes e aspectos que foram considerados na implementação da ferramenta de auxílio à tomada de decisão.

O terceiro capítulo, por sua vez, apresenta os resultados de cada análise em separado de cada equipamento, e o resultado da análise multicritério, com o ranqueamento e identificação de cada equipamento de acordo com sua nota total em diferentes cenários propostos.

A conclusão deste trabalho apresenta os principais pontos observados nas simulações, além de propostas e sugestões para trabalhos futuros que busquem abordar a problemática de equipamentos de natureza semelhante, bem como reatores de barra e de linha.

# 1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA PARA SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES EM FIM DE VIDA ÚTIL

## 1.1 Fundamentação técnica

A análise técnica de transformadores de potência em final de vida útil compreende a análise de suas características físicas, elétricas e químicas de modo a classificar qualitativamente o estado em que estes equipamentos se encontram. Este tipo de análise mencionada envolve a inspeção e laudo do transformador, de tal forma que as informações obtidas sejam utilizadas pela engenharia de manutenção.

À rigor, uma manutenção adequada em equipamentos do setor elétrico em geral deve contar com seus dados históricos e típicos, de modo a construir um modelo preditivo de falhas com manutenções programadas de tal forma que a O&M atue de forma inteligente, reduzindo custos, esforços, riscos e interrupções que estejam fora do planejamento de operação.

Em grandes empresas, a análise técnica tem um papel fundamental na gestão dos seus ativos, e por essa razão, diversos empreendimentos ligados a tecnologia têm surgido no mercado, como projetos de instrumentação eletrônica, de monitoramento em tempo real, de base de dados, e de *softwares* que entregam informações em tempo real do equipamento a partir de sua representação virtual – estes são chamados de *Digital Twin* (Gêmeo Digital). Com este apoio tecnológico, as operações e processos do setor elétrico tomam importante escalabilidade num cenário em que máquinas com grande grau de complexidade de análise e elevada importância sistêmica estão envelhecidas, entre essas, os transformadores de potência.

Todavia, no contexto do parque elétrico de transmissão brasileiro, há muitos transformadores de potência com dados inexistentes, perdidos ou não confiáveis. Algumas empresas não possuem dados como notas de manutenção, de testes, de ensaios, entre outros, dos transformadores de potência mais antigos, os quais são justamente os ativos em final de vida útil que atualmente discute-se a questão de substituição ou manutenção de operação.

### 1.1.1 Transformadores de potência

Segundo o (ONS, ONS, 2004) as instalações de transmissão são aquelas pertencentes às empresas que receberam outorga da União para prestação de serviço de transmissão de energia elétrica, por meio de contratos de concessão. Entre essas instalações, destacam-se as seguintes classificações:

- a) Instalações de Rede Básica;
- b) Demais Instalações de Transmissão ou DIT;
- c) Instalações de Interligação Internacional.

As subestações de transmissão são localizadas nos pontos de conexão com geradores, consumidores e empresas distribuidoras, e em cada um destes operam-se com um diferente nível classificados como<sup>3</sup>:

- a) Nível de transmissão (230kV até 800kV em CC ou CA);
- b) Nível de subtransmissão (69 kV até 138 kV);
- c) Nível de distribuição (13,8kV até 34,5kV).

Nas subestações de grande porte estão situados os transformadores de potência (objeto deste trabalho), que têm características construtivas diferentes dos transformadores convencionais para atender aos requisitos que a transmissão em alta tensão de um elevado bloco de energia demanda, por isso, estes estão situados nas subestações que compõem o nível de transmissão e subtransmissão.

Os transformadores utilizados com foco na transmissão de energia são responsáveis pela elevação ou diminuição de tensão de modo a garantir maior eficiência de transmissão. De maneira geral, para transmissão de energia em grandes distâncias, opera-se transformadores de potência de modo a gerar elevação de tensão de até 765kV (FRONTIN, 2013) nas LTs, o que

---

<sup>3</sup> Como não foi localizada padronização em relação aos níveis de tensão, o autor inseriu uma classificação própria de acordo com a experiência dos envolvidos no trabalho.

causa diminuição de corrente na LT. Com isso, tem-se uma menor potência dissipada em forma de calor pela característica resistiva dos condutores - parte real de sua impedância - que compõem a LT, uma vez que a potência dissipada varia com o quadrado do módulo da corrente que flui pela seção dos condutores.

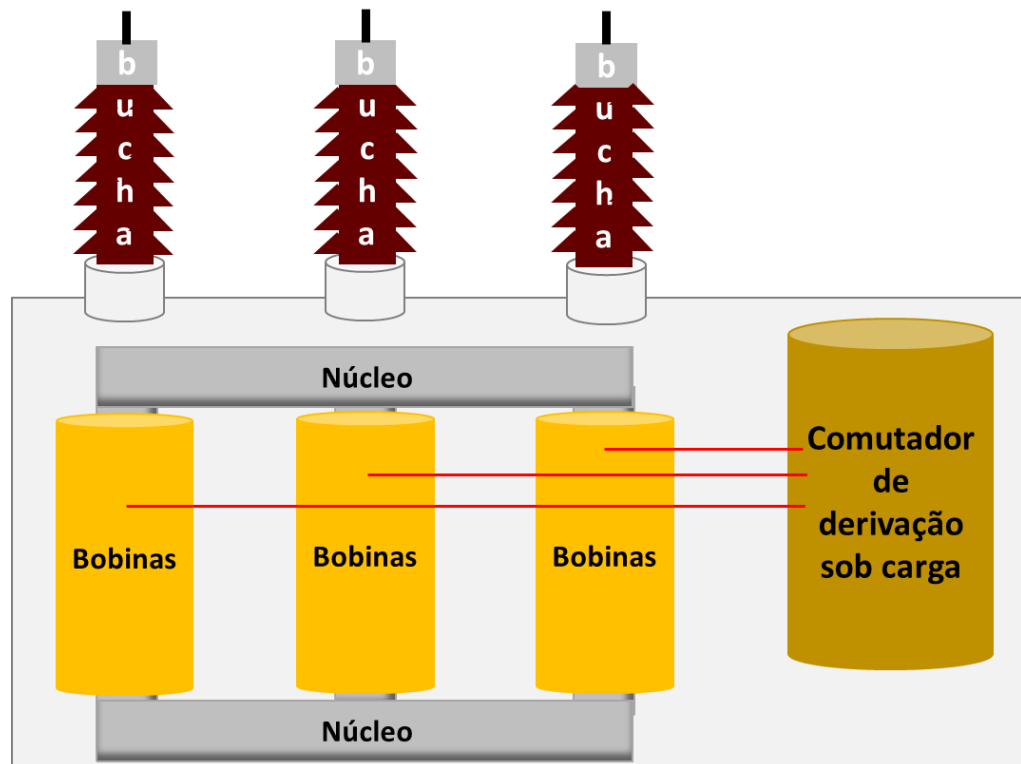
Por outro lado, segundo (FRONTIN, 2013) o funcionamento mais econômico dos geradores síncronos, em razão das limitações impostas pela espessura da isolação, é na tensão de até 25kV.

Além disso, ao transmitir o bloco de energia até a região de consumo – região de distribuição de energia – utilizam-se transformadores abaixadores para reduzir a tensão para níveis seguros de distribuição primária, isto é, de 13,8kV até 34,5kV para baixas tensões, como 127 ou 220V.

Essa diversidade de tensões justifica a utilização de transformadores para os diferentes níveis de operação.

A seguir, serão apresentados os aspectos mais relevantes de acordo com (BECHARA, 2010) no que se refere ao tema de fim de vida útil e falhas de operação de acordo com de transformadores de potência de acordo com os principais componentes deste equipamento ilustrados na Figura 1: parte ativa (bobinas e núcleo), buchas e comutador sob carga, também conhecido como *tap*.

Figura 1 - Esquemático de transformador de potência



Fonte: O autor.

### 1.1.2 Parte ativa

De acordo com (Frontin, 2013), entre os aspectos construtivos de um transformador de potência, existe a parte ativa, que é formada basicamente pelos enrolamentos formados por várias bobinas, e pelo núcleo, o qual é composto por material ferromagnético e que é responsável pelo confinamento do fluxo magnético no transformador. Dessa forma, a parte ativa é dita como a parte principal do equipamento, uma vez que esta é responsável pelo princípio de indução eletromagnética.

Essa parte do transformador, no caso de trafos de potência, é isolada a óleo e celulose, de tal forma que os enrolamentos sejam envolvidos por um invólucro de papel isolante – que em geral é do tipo *kraft* – que tem função tanto elétrica de isolamento como mecânica, no sentido de conferir resistência e integridade para os enrolamentos de fase formados pelo conjunto de bobinas. Toda a parte do núcleo e bobinas, apresentadas na Figura 1, são imersas em óleo isolante, que tem função de isolamento elétrico e de refrigeração da parte ativa do equipamento.

Posto isso, segundo (Frontin, 2013), é sabido que a deterioração e o envelhecimento do sistema de isolamento descrito anteriormente ocorrem em função de diversos tipos de solicitações que o equipamento recebe, de origem térmica, elétrica e mecânica, e de reações químicas internas estabelecidas durante a vida útil do equipamento em operação.

#### 1.1.2.1 Análise de gases dissolvidos

Uma vez que a condição física da parte ativa do transformador é um importante dado sobre sua vida útil, é comum a realização de ensaios de manutenção para averiguar o estado do óleo isolante e do papel isolante (composto por celulose). Nesse sentido, a amostra de óleo isolante retirada do tanque principal do equipamento é encaminhada para laboratório para a realização de AGD (Análise de Gases Dissolvidos), a qual é uma consagrada ferramenta para diagnóstico preditivo de equipamentos elétricos isolados a óleo, como o transformador de potência. Dessa forma, segundo (Martins, Vassalo, & Sessa, 2009) a técnica consiste basicamente na extração dos gases presentes na amostra, seguida de separação e quantificação para posterior interpretação destes resultados para diagnóstico da condição operativa do equipamento em análise. Segundo (Filho, 2013), o óleo mineral isolante deve estar livre de impurezas, tais como umidade, poeiras e outros agentes que afetam o seu poder dielétrico, o qual não deve ser inferior a 30kV/mm.

A realização de ensaios em transformadores de potência é de grande importância técnica, de tal forma que há regulação sobre os requisitos mínimos de atividade de manutenção, conforme apresentado na Tabela 1.

Tabela 1- Requisitos mínimos de manutenção de transformadores de potência

Atividade	Periodicidade (meses)
Análise de gases dissolvidos no óleo isolante	6
Ensaio físico-químico do óleo isolante	24

Fonte: Seção – 4.2 - Módulo 4- Prestação de Serviços, das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica da ANEEL (ANEEL, 2020)

Nesta análise do óleo isolante, pode-se encontrar diversos tipos de gases dissolvidos, como hidrogênio (H<sub>2</sub>), oxigênio (O<sub>2</sub>), nitrogênio (N<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), monóxido de carbono

(CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) e acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>). Além desses gases, que são provenientes de diversas reações químicas no meio isolante, segundo (CHEIM, PLATTS, *et al.*, 2012), há também dissolvido em óleo os compostos furânicos, como o 2-fufuraldeído (2FAL), 5-metil-2-furaldeído (5M2F), 5-hidroximetil-2-furaldeído (5H2F), 2-acetil-furano (2ACF) e 2-furfurol (2FOL). Estes têm origem na quebra da celulose do papel isolante em seu processo de degradação.

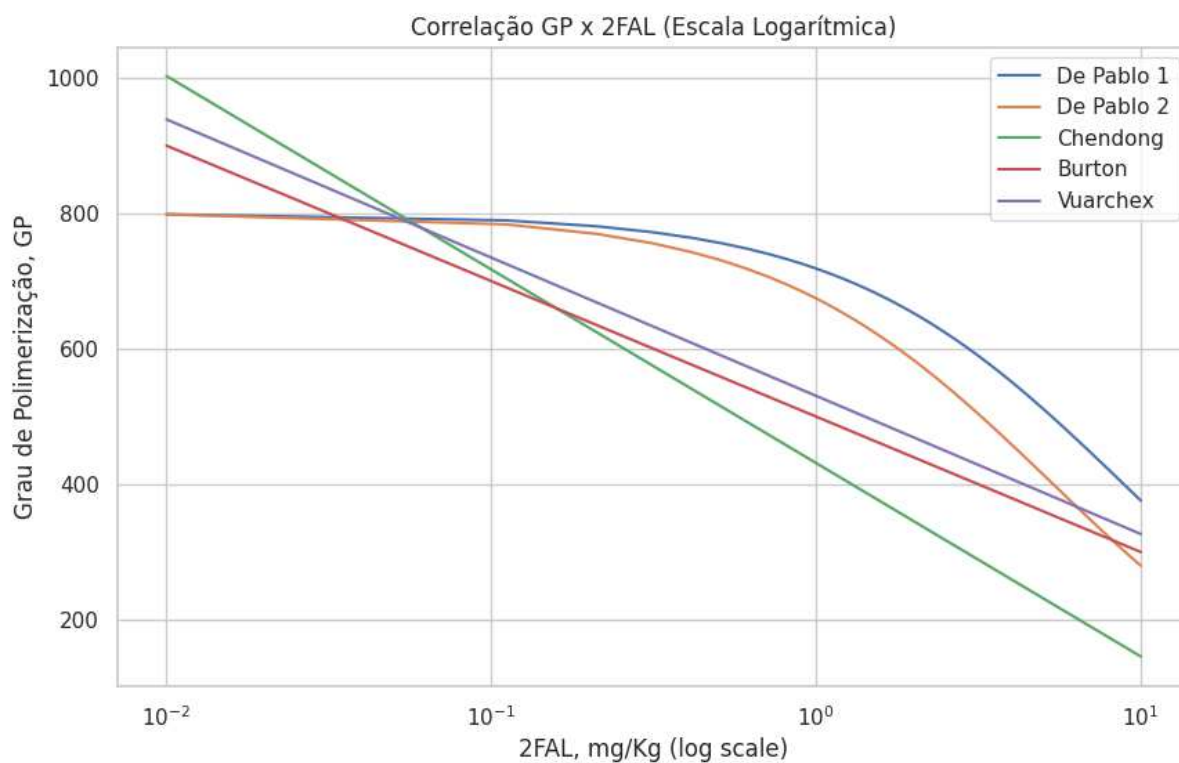
Entre todos estes compostos furânicos, o 2FAL é o principal a ser considerado uma vez que sua taxa de geração é alta em relação aos outros e suas quantidades são mais estáveis dentro de um transformador. Segundo (UNSWORTH e MITCHELL, 1990), não há sentido em correlacionar as propriedades mecânicas e dielétricas com a concentração de compostos furânicos se estes não forem estáveis em relação ao tempo.

Como apresentado anteriormente, o papel isolante utilizado no transformador é composto por celulose. Nesse sentido, segundo (Martins, Vassalo, & Sessa, 2009), tem-se que os parâmetros para avaliação desta celulose se baseiam no grau de polimerização (GP), o qual define o estado das cadeias celulósicas. Com isso, a degradação da isolação e consequentemente, a diminuição do GP é um resultado esperado devido ao natural aquecimento na operação de transformadores durante sua vida útil. A taxa de degradação, por sua vez, está relacionada à presença de umidade e oxigênio no óleo isolante a que está envolvido o papel isolante. Segundo (CHEIM, PLATTS, *et al.*, 2012), o fim da vida útil de útil da isolação ocorre quando o GP atinge a marca de 200 (adimensional, pois é a razão entre massas molares).

O ensaio para a coleta de amostra de papel isolante do equipamento é bastante invasivo e oneroso, uma vez que afeta diretamente a operação do equipamento. Sendo assim, diversos estudos na literatura, como (DUPONT, CHEIM, *et al.*, 1999) e sugerem a correlação do GP do papel isolante com o 2FAL, o qual é obtido a partir da AGD, isto é, uma técnica confiável, não invasiva e bem consolidada na manutenção deste tipo de equipamento. Para isto, a abordagem de determinação do GP a partir da correlação com a concentração de 2FAL é comum, e pode ser feita a partir de diferentes modelos apresentados na Figura 2.



Figura 2 - Curvas de correlação entre GP e 2FAL



Fonte: O autor.

As referidas curvas da Figura 2 tem seus modelos apresentados pela Tabela 2, de acordo com (GHONEIM, 2021).

Tabela 2 - Equação dos modelos de correlação entre GP e 2FAL

	Modelo	Equação	Unidade
1	De Pablo 1	$GP = \frac{7100}{8,88 + 2FAL}$	<i>ppm</i>
2	De Pablo 2	$GP = \frac{800}{(0,186 \cdot 2FAL) + 1}$	<i>ppm</i>
3	Chendong	$GP = \frac{1,51 - \log(2FAL)}{0,0035}$	<i>ppm</i>
4	Burton	$GP = \frac{2,5 - \log(2FAL)}{0,005}$	<i>ppm</i>
5	Vuarchex	$GP = \frac{2,6 - \log(2FAL)}{0,0049}$	<i>ppm</i>

Fonte: (GHONEIM, 2021)

### 1.1.2.2 Perda de vida percentual

Segundo (PRADHAN e RAMU, 2005), a correlação entre o grau de polimerização do papel isolante e a perda de vida percentual do equipamento pode ser obtida pela empírica Equação (1).

$$PV\% = 20,5 \cdot \ln \frac{1100}{GP} \quad (1)$$

Tem-se que a perda de vida percentual de um transformador corresponde ao desgaste físico de sua parte ativa, que como visto, é a parte principal deste equipamento. Sendo assim, este parâmetro – também referido como vida decorrida do equipamento na literatura – será utilizado como parâmetro de avaliação da parte ativa de cada transformador na seção de metodologia.

### 1.1.3 Buchas

De acordo com (FRONTIN, 2013), as buchas são importantes acessórios utilizados para interligar os componentes ativos internos de um transformador aos sistemas elétricos externos. A manutenção do estado adequado deste acessório é, em geral, associada à manutenção da integridade de sua isolação interna, devendo ser monitorados seja periodicamente, ou em tempo real.

Entre os principais parâmetros a serem monitorados, cita-se a capacitância da isolação interna; fator de potência da isolação interna; descargas parciais; corrente de fuga; desempenho térmico; umidade na isolação; e gases dissolvidos no óleo isolante da bucha. A partir da análise destes, pode-se classificar a bucha em relação à sua integridade física e funcionamento.

Segundo (BECHARA, 2010), no que se refere às falhas, sabe-se que sua ocorrência costuma resultar em eventos catastróficos, como incêndios e explosões, que podem eventualmente resultar em expressivos danos, seja por contaminação dos enrolamentos ou até mesmo danos generalizados que impossibilitam a recuperação do transformador. Além disso, é sabido que a ocorrência de falhas em buchas em geral está relacionada à perda das propriedades dielétricas deste acessório, seja pela deterioração dos elementos de vedação ou mesmo pelo envelhecimento da isolação celulósica e/ou do óleo isolante.

### 1.1.4 Comutador de derivação em carga

O comutador sob carga, muitas vezes referidos na literatura como OLTC (*On Load Tap Changer*), é um acessório do transformador responsável para o ajuste automático sob carga da relação de transformação sem interrupção do fluxo de corrente de carga entre os enrolamentos do transformador. Nesse sentido, este acessório é extremamente importante na operação do sistema para controle de tensão de barra. Entre os parâmetros a serem monitorados, pode-se citar o estado das conexões elétricas; estado do sistema de isolação; estado de desgaste dos contatos elétricos; número de operações de comutação sob carga; estado do óleo isolante em comutador com interruptor imerso em óleo isolante; e estado do mecanismo de acionamento do comutador.

De acordo com a literatura, um dos grandes problemas associados à operação do OLTC é a contaminação do óleo do tanque principal do transformador, onde se encontra a parte ativa,

com o seu óleo isolante. Em geral, este tem diversos gases dissolvidos que são geradas com a formação do arco-elétrico no processo de comutação.

## **1.2 Fundamentação financeira**

A análise financeira de um ativo como de um transformador de potência considera diversos aspectos, entre eles, aspectos regulatórios, que incidem sobre a vida econômica do ativo. Os diversos aspectos relacionados à fundamentação financeira são apresentados na sequência.

### **1.2.1 Custo de investimento**

Neste trabalho, de forma a atender à regulação definida no Submódulo 9.1 de revisão periódica das receitas das concessionárias de transmissão do PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária) (ANEEL, 2022), o orçamento estimado para o custo de investimento deve estar em consonância com a definição de Valor Novo de Reposição (VNR) descrito em (ANEEL, 2015), que prevê a valoração do ativo a preços atuais considerando todos os gastos necessários para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha a mesma capacidade (potência) do ativo existente. Dessa forma, para esta valoração, ainda de acordo com o submódulo 9.1 do PRORET (ANEEL, 2022), deve-se utilizar o simulador da ANEEL, que pode ser acessado em <https://bprsimulador.aneel.gov.br/> (ANEEL, 2021).

Vale a pena ressaltar que de acordo com o (ANEEL, 2015), há dois diferentes tipos de obra para substituição. Resumidamente, há as que são classificadas como obra de reforço, em que há acréscimo de capacidade (MVA) e as que são classificadas como obra de melhoria, em que não há este referido acréscimo em uma eventual substituição de ativo por fim de vida útil, que é precisamente o cenário que este trabalho irá abordar.

### 1.2.2 Custo de PV

De acordo com a Seção 4.3 do Módulo 4-Prestação de Serviços, das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica da ANEEL (ANEEL, 2020), a qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica é medida com base na disponibilidade e na capacidade operativa das instalações de transmissão. Sendo assim, a aplicação da parcela variável tem o objetivo de penalizar as FTSE pelo tempo de indisponibilidade dos ativos de transmissão, sem prejuízo de multas, a qual a ANEEL também pode vir a aplicar. Assim, a aplicação desta penalidade desconta um determinado valor sobre a RAP<sup>4</sup> recebida pela FT.

Os montantes de aplicação de PV sobre todas as instalações da Rede Básica e Rede Básica de Fronteira podem ser obtidas no relatório da síntese da AMSE (Apuração Mensal de Serviços e Encargos da Transmissão) emitidas pelo ONS.

### 1.2.3 CAPM

O modelo de precificação CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) foi desenvolvido para explicar o comportamento dos preços dos ativos e assim fornecer um mecanismo que possibilite aos investidores avaliar o impacto do risco sobre o retorno de um ativo em análise, e assim gerar a TMA (Taxa Mínima de Atratividade). Este modelo é muito utilizado em várias operações de mercado de capitais, e participa também do processo de avaliação de tomada de decisão em condições de risco, assim como o que este trabalho aborda.

De acordo com o CAPM, as fontes de capital são divididas em duas classificações, que são, fontes de capital próprio (*equity*) e de capital de terceiros (*debt*). O custo de capital próprio é calculado de forma diferente do custo de capital de terceiros, uma vez que estes envolvem riscos e juros diferentes pois estão sob diferentes perspectivas.

#### 1.2.3.1 Custo de capital próprio

---

<sup>4</sup> É a receita anual que a transmissora recebe pela prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica.

Segundo (BLANK P. E. e TARQUIN P.E., 2012), o custo do capital próprio ou *cost of equity* é o custo de capital da própria empresa, ou seja, é o dinheiro composto pelo fundo dos proprietários e os lucros retidos gerados por esta. Nesse sentido, os fundos dos proprietários são classificados como rendimentos de ações ordinárias e preferenciais. O valor do patrimônio líquido (*equity*) é sempre discriminado no balanço patrimonial da empresa.

O custo de capital próprio, segundo a referência anterior, pode ser calculado a partir da Equação (2).

$$k_e = R_f + \beta \cdot (R_m - R_f) \quad (2)$$

Onde:

$R_f$  é a taxa livre de risco;

$\beta$  é o coeficiente beta de risco;

$R_m$  é o retorno esperado do mercado;

$(R_m - R_f)$  é o prêmio de risco de mercado.

### 1.2.3.2 Custo de capital de terceiros

De acordo com (BLANK P. E. e TARQUIN P.E., 2012), o custo de capital de terceiros ou *cost of debt*, é o custo da dívida que a empresa tem ao solicitar um empréstimo de investimento para realização do projeto. O credor do empréstimo não participa dos lucros, além disso, existe o risco de o mutuário inadimplir parte ou todo o fundo que foi emprestado. Nesse sentido, o custo de capital líquido de terceiros é calculado a partir da Equação (3).

$$k'_d = k_d(1 - T) \quad (3)$$

Onde:

$k_d$  é o custo de capital bruto de terceiros;

T é o imposto de renda.

### 1.2.3.3 Custo médio ponderado do capital

De acordo com (BLANK P. E. e TARQUIN P.E., 2012), o custo médio ponderado do capital ou WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) do inglês, é uma taxa calculada a partir da ponderação de  $n$  fontes de capital com taxas de retorno  $k_n$  atribuídas cada uma a seu valor investido  $C_n$ .

Sendo assim, vem que o WACC pode ser calculado a partir da Equação (4).

$$WACC = \frac{C_1 \cdot k_1 + C_2 \cdot k_2 + \dots + C_n \cdot k_n}{C_1 + C_2 + \dots + C_n} \quad (4)$$

Onde:

$C_n$  é o  $n$ -ésimo valor investido submetido a uma taxa de retorno  $k_n$

De maneira geral, (BLANK P. E. e TARQUIN P.E., 2012) afirma que no caso de apenas duas fontes de capital, uma de capital próprio e outra de capital de terceiros, tem-se que o WACC é calculado a partir da Equação (5).

$$WACC = \frac{E}{E + D} \cdot k_e + \frac{D}{E + D} \cdot k_d \cdot (1 - T) \quad (5)$$

Onde:

$E$  é o valor de mercado do capital próprio;

$D$  é o valor de mercado do capital de terceiros (dívida);

$k_e$  é a taxa de retorno ou custo do capital próprio;

$k_d$  é a taxa de retorno ou custo do capital de terceiros.

Esta é a taxa que uma empresa deve pagar, em média, aos seus detentores de títulos, para financiar seus ativos.

#### 1.2.4 Fluxo de caixa

Segundo (CURY e SOUZA, 2012), a expressão “fluxo de caixa” é utilizada para indicar as entradas e saídas de recursos financeiros de um projeto de investimento ou mesmo de uma empresa, ou seja, os investimentos, receitas, custos, despesas, juros, tributos, entre vários outros, que poderão ser gerados em projeções a curto e longo prazo em cada período de tempo. Pode ser apresentado em base anual, mensal, semanal etc. Neste trabalho será apresentado em base anual. A utilização do fluxo de caixa facilita a discriminação de cada recurso financeiro, e a utilização de índices para análise de investimentos, como TIR (Taxa Interna de Retorno), VPL (Valor Presente Líquido) e VAUE (Valor Anual Uniforme Equivalente), que serão abordados mais adiante neste capítulo.

Sendo assim, a comparação financeira é extremamente facilitada quando é utilizado fluxo de caixa de dois investimentos e comparados seus índices. De uma maneira geral, este trabalho propõe a comparação entre dois fluxos de caixa para comparação entre estas alternativas, isto é, o fluxo de caixa do equipamento novo e do equipamento existente.



### 1.2.5 Taxa de depreciação

Todo equipamento possui um determinado prazo de vida útil, de tal forma que a partir deste prazo no tempo, considera-se que o mesmo está completamente depreciado. A equação de depreciação linear do ativo, de acordo com (BLANK P. E. e TARQUIN P.E., 2012), é dada pela Equação (6).

$$VD(t) = \frac{CIN - VR(t)}{t} \quad (6)$$

Onde:

$CIN$  é o custo do investimento de um ativo novo;

$VR(t)$  é o valor residual do equipamento no ano  $t$ ;

$t$  é o ano em análise;

$VD(t)$  é o valor de depreciação linear no ano  $t$

Neste cálculo,  $t$  varia de 1 até o valor em anos de fim de vida útil do ativo em análise  $VU$ , que neste trabalho, é o transformador de potência que tem o referido valor igual a 35 anos. Com isso, o valor de depreciação linear é dado por  $VD(t)$  anualmente e é utilizado no fluxo de caixa para posterior cálculo do EBITDA (*Earning Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*) anual.

O valor residual é o valor de um bem que sofre depreciação ao final de sua vida útil. Sendo assim, considera-se que o valor residual de um transformador de potência no ano  $t$  é definido pela Equação (7).

$$VR(t) = CIN(1 - i_{dep} \cdot t) \quad (7)$$

Onde:

$i$  a taxa de depreciação do ativo em análise, que é calculada a partir da Equação (8)

$$i_{dep} = \frac{1}{VU} \quad (8)$$

Onde  $VU$  é a vida útil de um determinado ativo.

### 1.2.6 Custos de O&M

Os custos de O&M podem ser diretos ou indiretos, como apresentado a seguir.

#### 1.2.6.1 Custos diretos

Os custos diretos envolvem todos os custos ligados ao equipamento em si, bem como as manutenções referidas em (ANEEL, 2020), são elas: manutenção preditiva, corretiva, preventiva e manutenção para correção de anomalias no equipamento.

#### 1.2.6.2 Custos indiretos

Os custos indiretos envolvem os custos que não estão diretamente relacionados com à atividade de manutenção realizada sobre os equipamentos de análise, e por essa razão tem maior dificuldade de mensuração. Refere-se, portanto, aos custos da estrutura, administração central/regional das instalações, material e insumos de manutenção, entre outros.

### 1.2.7 Encargos e tributos

Encargos setoriais são criados por leis, tendo objetivo de viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro. Seus valores constam de resoluções ou despachos da ANEEL e são pagos por todos os consumidores de energia elétrica.

Outrossim, de acordo com a Lei nº 5.172/1966, “o imposto é todo tributo cuja obrigação tem por fato gerador uma situação independente de qualquer atividade estatal específica, relativa ao contribuinte”.

Os encargos e valores considerados neste trabalho, obtidos em 2022, são apresentados na Tabela 3 e Tabela 4.

Tabela 3 - Tabela de Encargos

Encargo	Valor	Origem
TSFEE	0,40%	Lei nº 9427/1996 (PRORET Sub 5.5)
P&D	1,00%	Lei nº 9.991/2000 (PRORET Sub 5.6)
RGR	2,60%	Lei nº 5.655/1971 (PRORET Snos5.7)
ONS+CCEE	0,07%	Lei nº 9.648/1998 (PRORET Sub 5.8)

Fonte: Inserida na tabela.

Tabela 4 - Tabela de Tributos

Tributo	Valor	Origem
PIS	1,65%	Lei nº 10.637/2002
COFINS	7,60%	Lei nº 10.833/2003
IR	25,00%	Lei nº 8.981/1995
CSLL	9,00%	Lei nº 7.689/1988

Fonte: Inserida na tabela.

Estes valores serão utilizados na formação da RAP do equipamento novo, descrita na seção de premissas sobre a metodologia, mais especificamente na seção 2.2.1.2.2.

### 1.2.8 Índices financeiros

A seguir, apresentar-se-á alguns índices financeiros amplamente utilizados para avaliar opções de investimento e o desempenho operacional de uma empresa. Vale a pena ressaltar que estas métricas também podem ser utilizadas em separado para um ativo, projeto ou segmento de negócios. Neste trabalho a utilização da métrica se pauta sobre um ativo imobilizado de propriedade de uma empresa fictícia.

#### 1.2.8.1 EBIT

O EBIT (*Earnings Before Interest and Taxes*), também chamado de LAJIR (Lucro antes dos juros e dos impostos de renda), é o lucro operacional de uma determinada empresa ou ativo. Segundo, (GALVÃO, 2008), é um importante indicador de desempenho, pois evidencia quanto

a operação da empresa/ativo rende independentemente da sua forma de financiamento. Este indicador é apresentado a partir da Equação (9).

$$EBIT(t) = RT(t) - CO(t) \quad (9)$$

Onde

$RT$  é a receita total da empresa/ativo;

$CO$  são os custos operacionais, sem considerar juros e impostos;

$t$  é o t-ésimo período de análise (em geral, é utilizado o ano);

#### 1.2.8.2 EBITDA

De acordo com (GALVÃO, 2008), o índice EBITDA, também chamado de LAJIRDA é o valor em reais do que se refere a sigla, isto é, o “Lucro antes dos juros, imposto de renda, da depreciação e amortização” medido ao realizar análise do fluxo de caixa de uma empresa/ativo. Segundo (GALVÃO, 2008), essa métrica é considerada útil para avaliar a capacidade de uma empresa gerar caixa a partir de suas operações principais, sem levar em conta os encargos relacionados à estrutura de capital ou às decisões contábeis sobre depreciação e amortização. Este indicador é apresentado de acordo com a Equação (10)

$$EBITDA(t) = EBIT(t) + DEPRECIACÃO(t) + AMORTIZACÃO(t) \quad (10)$$

Onde,

$DEPRECIACÃO$  representa o valor total dos ativos tangíveis da empresa;

$AMORTIZACÃO$  representa o valor total dos ativos intangíveis da empresa.

#### 1.2.8.3 VPL

O VPL é uma importante ferramenta financeira que define o valor presente líquido de um investimento a partir de seu fluxo de caixa. De acordo com (BLANK P. E. e TARQUIN P.E., 2012), a principal limitação da utilização deste índice para comparação entre investimentos é que este só pode ser utilizado para fluxos de caixa com o mesmo horizonte de tempo.

Segundo (CURY e SOUZA, 2012), o VPL é definido pela Equação (11).

$$VPL(i, t, N) = -CIN + \sum_{t=1}^N \frac{P_t}{(1+i)^t} \quad (11)$$

Onde

$P_t$  é a parcela do fluxo de caixa no período  $t$ ;

$i$  é taxa de desconto dado (WACC da empresa para projetos de transmissão) em cada período  $t$ ;

$t$  é o  $t$ -ésimo período de análise;

$N$  é o número de períodos analisados.

#### 1.2.8.4 VAUE

O VAUE é uma consagrada ferramenta financeira que permite comparar opções de investimentos com horizontes de tempo diferentes, sendo aplicável na avaliação de viabilidade de substituição de equipamentos, tornando assim possível a identificação do momento ótimo em que a substituição do transformador ofereça o melhor retorno financeiro para a empresa.

De acordo com (BLANK P. E. e TARQUIN P.E., 2012), o VAUE realiza a uniformização – ou anualização - de um determinado fluxo de caixa, e pode ser calculado a partir da Equação (12). Nota-se que para seu cálculo, utiliza-se do VPL e de um termo chamado fator de recuperação de capital, definido pela Equação (13), o qual uniformiza cada parcela do fluxo de caixa.

$$VAUE(N) = \frac{VPL(i, t, N)}{a(i, N)} \quad (12)$$

$$a(i, N) = \frac{(1+i)^N - 1}{(1+i)^N \cdot i} \quad (13)$$

Um fluxo de caixa uniformizado pelo VAUE tem  $t$  parcelas iguais a  $VAUE(N)$ .

A principal propriedade deste método é que o *VPL* de um fluxo de caixa uniformizado pelo *VAUE*, de parcelas uniformes  $P_t^u$  iguais ao  $VAUE(N)$ , calculado sobre o fluxo de caixa do  $t$ -ésimo ano, tem o mesmo valor em reais do *VPL* do fluxo de caixa de parcelas desiguais  $P_t$

$$-CIN + \sum_{t=1}^N \frac{P_t}{(1+i)^t} = \sum_{t=1}^N \frac{P_t^u}{(1+i)^t} \quad (14)$$

A demonstração da Equação (14) feita a partir de fluxos de caixa genéricos pode ser encontrada no Apêndice A.

### 1.3 Fundamentação estratégica

O critério de confiabilidade utilizado para o Planejamento (da Expansão e da Operação) do SIN é o N-1, ou seja, o sistema deve suportar qualquer perda simples de elemento na rede sem a ocorrência de quaisquer violações aos critérios de desempenho elétrico e aos limites dos equipamentos ou cortes de carga. Entretanto, na operação em tempo real, o SIN está sujeito a contingências múltiplas, envolvendo a perda de dois ou mais elementos. Nesse sentido, é de fundamental importância o conhecimento dos pontos (instalações) estratégicos do SIN. Com isso, será factível estabelecer ações mitigadoras e, assim, reduzir o grau de vulnerabilidade do SIN frente à ocorrência de contingências múltiplas.

Dessa forma, é de responsabilidade do ONS identificar um conjunto de instalações que, se forem desligadas ou estiverem indisponíveis, por problemas elétricos ou por outros motivos, a interrupção de seus serviços pode levar à ocorrência de perda de grandes blocos de carga ou a outros impactos na operação do SIN, com destaque para o processo de recomposição fluente do sistema. O conhecimento destas instalações permite:

- Preparar o SIN para fazer face à perda parcial ou total de instalações provocada por contingências múltiplas ou até mesmo contingências simples com rede alterada, tendo como origem distúrbios de natureza elétrica, ações de vandalismo ou terrorismo, desastres naturais ou devido a outras situações, como analisar a segurança intrínseca das instalações e propor eventuais melhorias;

- Possibilitar às áreas de segurança conhecer as instalações estratégicas, de modo que ações preventivas/corretivas possam ser tomadas quando de possíveis ameaças, de modo a garantir a continuidade dos serviços, mesmo em situações de crise;

Nos Procedimentos de Rede, o Submódulo 2.2 – Definição das Instalações Estratégicas, estabelece os critérios que permitem classificar as instalações estratégicas em função de sua importância para o desempenho do SIN, sejam subestações, linhas de transmissão e usinas. Levando em conta apenas os equipamentos localizados em Subestações, são consideradas instalações estratégicas do SIN as que atendam a uma das condições:

- Tipo E1: (i) Subestações cuja perda afete o suprimento de energia em, pelo menos, 3 (três) Estados da federação, com corte de carga superior a 30% do total das cargas dos Estados afetados (Impacto Regional).
- Tipo E2: (i) Subestações cuja perda afete o suprimento de energia a 2 (dois) Estados da federação, com corte de carga superior a 30 % do total das cargas dos Estados afetados; (ii) Subestações cuja perda afete 1 (um) estado com corte de carga superior a 50%.
- Tipo E3: (i) Subestações cuja perda afete pelo menos 1 (um) Estado da federação, com corte de carga superior a 30%; (ii) Subestações cuja perda afete 1 (uma) região metropolitana, com corte de carga superior a 30%; (iii) Subestações cuja perda provoque a interrupção local de cargas (supridas a partir de uma mesma subestação) em montantes superiores a 750 MW.
- Tipo E4: (i) Subestações que participam dos corredores de recomposição fluente (cuja indisponibilidade inviabiliza o processo de recomposição fluente do corredor associado).

As subestações E1, E2 e E3 são definidas a partir de estudos, em regime permanente, de estabilidade eletromecânica e de níveis de curto-circuito, considerando o horizonte do PAR, diferentes cenários energéticos e os períodos de carga (pesada, média e leve).

Sendo assim, em razão do que foi exposto, entende-se que a classificação das subestações que contém os transformadores de potência deve ser utilizada como critério estratégico, de tal forma que sua ponderação será discutida na seção 2.4 deste trabalho,



## 1.4 Análise multicritério

Segundo (SAATY, 2012), de uma maneira geral, psicólogos reconhecem que os humanos estão aptos a fazerem duas formas de comparações: comparação absoluta e comparação relativa. Nas comparações absolutas, as alternativas são comparadas com uma referência que é um parâmetro conhecido. Por outro lado, em comparações relativas as alternativas são comparadas em pares para um atributo em comum.

Para a execução da comparação relativa, é preciso definir notas de intensidade de importância, que seguem a diretriz de classificação de acordo com a Tabela 5.

Tabela 5 – Escala fundamental de importância comparativa

Intensidade de importância	Definição	Explicação
1	Igual	Os dois (sub)critérios tem o mesmo peso de importância
2	Fraca	Há uma importância um pouco maior de um (sub)critério sobre o outro
3	Moderado	
4	Moderado	Há uma importância maior de um (sub)critério sobre o outro
5	Forte	
6	Forte	Há uma importância muito maior de um (sub)critério sobre o outro
7	Muito forte	
8	Muito forte	Há uma importância absoluta de um (sub)critério sobre o outro
9	Extremamente forte	

Fonte: Thomas Saaty, 2012.

Fundamentalmente de acordo com (SAATY, 2012), a formulação deste método é de acordo com a Equação (15).

$$Aw = \lambda_{max}w \quad (15)$$

Onde

$A$  é a matriz quadrada de relação comparativa por pares de dimensão  $p \times q$ ;

$w$  é o vetor prioridade e  $\lambda_{max}$  é autovalor.

Assim, tem-se a equação (16).

$$\begin{pmatrix} \frac{w_1}{w_1} & \frac{w_1}{w_2} & \dots & \frac{w_1}{w_n} \\ \frac{w_2}{w_1} & \frac{w_2}{w_2} & \dots & \frac{w_2}{w_n} \\ \frac{w_3}{w_1} & \frac{w_3}{w_2} & \dots & \frac{w_3}{w_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{w_n}{w_1} & \frac{w_n}{w_2} & \dots & \frac{w_n}{w_n} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{pmatrix} = \lambda_{max} \begin{pmatrix} w_1 \\ w_2 \\ \vdots \\ w_n \end{pmatrix} \quad (16)$$

Onde cada elemento  $a_{ij}$  da matriz a comparação relativa do critério  $i$  sobre o critério  $j$ , assim,  $a_{ij} = \frac{1}{a_{ji}}$ ;

A solução para a Equação (16) é obtida elevando a matriz a uma potência suficientemente grande, e então somando as linhas e normalizando para obter o vetor prioridade  $w$ . No entanto, de acordo com (SAATY, 2012), uma boa aproximação para obter um valor estimado razoável de  $w$  é realizando a média aritmética de cada linha da matriz  $A$  para obter cada elemento  $w_i$  do vetor prioridade  $w$ , como apresenta a Equação (17). Em seguida, para obter uma estimativa de  $\lambda_{max}$  a partir do vetor  $w$ , utiliza-se da Equação (19), isto é, realiza-se o traço do produto entre o vetor  $t$ , obtido pela Equação (18), pelo vetor prioridade  $w$  obtido pela Equação (17).

$$w_i = \frac{1}{q} \sum_{j=1}^q a_{ij} \quad (17)$$

Onde

$w_i$  é o  $i$ -ésimo elemento do vetor prioridade  $w$ , de dimensão  $p \times 1$ ;

$q$  é o número total de colunas Da matriz  $A$ .

$$t_j = \sum_{i=1}^p a_{ij} \quad (18)$$

Onde

$t_j$  é o  $j$ -ésimo elemento do vetor soma de colunas de dimensão  $1 \times q$  da matriz  $A$ ;

$p$  é o número de linhas da matriz  $A$ .

$$\lambda_{max} = tr(w \cdot t) \quad (19)$$

Onde  $tr(M)$  é o traço de uma matriz qualquer  $M$ , que corresponde à soma dos elementos da diagonal principal.

Como a comparação é relativa, há um erro inerente ao método, e por isso, deve ser calculada a taxa de consistência após o processo descrito anteriormente. Nesse sentido, de acordo com (SAATY, 2012), a taxa de consistência pode ser calculada a partir da Equação (20).

$$TC = \frac{\left( \frac{\lambda_{max} - p}{p - 1} \right)}{RI} \quad (20)$$

Onde  $RI$  é o *random consistency index*, o qual varia com a dimensão  $p$  da matriz de comparação relativa quadrada  $A$ , de acordo com a Tabela 1.

Tabela 1 - Valor RI por dimensão de matriz

Dimensão da Matriz	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Valor de RI	0	0	0,5	0,9	1,1	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5

Fonte: Thomas L. Saaty, 2012.

Uma vez que  $TC < 0,10$  pelo método descrito, a metodologia AHP utiliza cada um dos valores do vetor prioridade  $w$  como sendo o peso para o critério ou subcritério que abordou a matriz de comparação relativa  $A$ , pois esta é usada da mesma forma para obtenção dos pesos, seja para critérios ou subcritérios.

No que se refere à normalização da lista de dados de subcritérios, esta é feita de acordo com (SAATY, 2012), assim como apresenta a Equação (21).

$$N(X_n, L) = \frac{X_n - \text{Min}(L)}{\text{Max}(L) - \text{Min}(L)} \cdot PC \cdot PSC \quad (21)$$

Onde

$X_n$  é o n-ésimo elemento da lista de entradas  $L$ ;

$L$  é uma lista de entradas de um determinado subcritério;

$PSC$  é o peso do subcritério;

$PC$  é o peso do critério no qual o subcritério pertence;

$Min(L)$  é o menor elemento da lista  $L$ ;

$Max(L)$  é o maior elemento da lista  $L$ .

Quando o critério não tem subcritérios, a normalização da lista de entradas é feita com  $PSC = 1$  na Equação (21).

Tem-se que, de acordo com (SAATY, 2012), dado um critério qualquer com  $g$  subcritérios, a soma dos pesos dos subcritérios  $PSC$  é de acordo com a Equação (22).

$$\sum_{k=1}^g PSC_k = 1 \quad (22)$$

Assim como os subcritérios, de acordo com (SAATY, 2012), a soma dos pesos dos critérios deve sempre ser igual a 100%, assim como evidencia a Equação (23).

$$\sum_{k=1}^h PC_k = 1 \quad (23)$$

Onde

$h$  é o número de critérios;

$PC$  o peso do k-ésimo critério.

Para critérios que têm subcritérios, a nota do critério (NC) é bem como a Equação (24).

$$NC_k(X_n) = \sum_{k=1}^g NS_k(X_n) \quad (24)$$

Onde

$NC_k(X_n)$  a nota do k-ésimo critério do n-ésimo elemento  $X_n$  da lista;

$NS_k(X_n)$  a nota do k-ésimo subcritério do n-ésimo elemento  $X_n$  da lista;

De acordo com (SAATY, 2012), nota final do n-ésimo elemento da lista, por sua vez, é calculada a partir da soma das notas das notas de cada critério, assim como a Equação (25) apresenta a Nota Final (NF).

$$NF(X_n) = \sum_{k=1}^h NC_k(X_n) \quad (25)$$

Onde

$NF(X_n)$  a nota final do n-ésimo elemento  $X_n$  da lista de  $n$  elementos;

Em resumo, considerando os pontos apresentados anteriormente, é apresentado um fluxograma teórico na Figura 3. Neste exemplo, observa-se que esta estrutura se tem três critérios A, B e C. Além disso, vê-se também que dois destes critérios, isto é, o critério A e C, possuem dois subcritérios cada. As referidas entradas de critérios são normalizadas de acordo com o peso do critério em análise e posteriormente agrupadas em outra lista de notas já normalizadas. No caso das entradas de subcritérios, estas são normalizadas de acordo com o peso não só do critério como também do referido subcritério, e por fim, são somadas para compor a nota do critério em análise. Por fim, a nota final que ordena de modo a criar um *ranking* de análise, é gerada a partir da soma das notas de cada critério.



## **2 METODOLOGIA PARA SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

A metodologia baseou-se na pontuação de parâmetros técnicos, estratégicos e financeiros observados na seção de teoria. Dessa forma, para facilitar a visualização da metodologia, em relação aos seus parâmetros observados, evidencia-se o fluxograma geral de metodologia de acordo com a Figura 8, o qual posteriormente também será utilizado como principal figura para explicação da metodologia multicritério.

### **2.1 Metodologia técnica**

A metodologia técnica tem o objetivo de considerar uma componente de risco da metodologia multicritério deste trabalho, de modo a qualificar o grau de preocupação acerca do O&M de cada um dos equipamentos. Sendo assim, observou três parâmetros técnicos que foram apresentados na seção teórica deste trabalho e a seguir, apresentar-se-á a metodologia de análise de cada um desses referindo-se sempre aos blocos do fluxograma geral da metodologia, que é apresentado pela Figura 8 mais adiante.

#### **2.1.1 Parte ativa**

A parte ativa de cada equipamento foi observada a partir dos dados fictícios de 2FAL obtidos por ensaio no óleo isolante do transformador de potência, identificados como “Dados Ensaio 2FAL” no fluxograma geral, apresentado na Figura 8. Sendo assim, a partir deste conjunto de dados, utilizou-se o modelo de Chendong presente na Tabela 2, para se obter a correlação com o Grau de Polimerização, assim como o bloco “Correlação 2FAL-GP” identifica. Em seguida, a partir destes dados, utilizou-se a Equação (1) para obtenção do valor de Perda de Vida Percentual de cada equipamento, de modo que tais resultados sejam referidos no bloco “Correlação GP-PV% (Perda de Vida Útil Percentual)”.

Dessa forma, tem-se por fim uma lista de  $n$  valores percentuais de Perda de Vida Percentual, identificados pelo bloco “Avaliação Parte Ativa”, em que o equipamento de maior gravidade técnica em sua parte ativa é o de maior valor, e o de menor gravidade, o de menor valor percentual.

### 2.1.2 Buchas

A condição física das buchas de cada equipamento foi avaliada a partir de inspeção visual. Sendo assim, a partir desta referida análise, avaliou-se com valores numéricos de 0 a 10 para representar gravidade, formando uma lista com estes  $n$  valores representados pelo bloco de “Avaliação Bucha” do fluxograma da Figura 8.

### 2.1.3 Comutador de derivação em carga

A condição física do comutador de derivação em carga de cada equipamento, por sua vez, foi avaliada a partir de inspeção visual. Dessa forma, a partir desta análise, atribuiu-se valores numéricos de 0 a 10 referentes a gravidade de cada equipamento. Assim, gerou-se uma lista com estes  $n$  representada pelo bloco “Avaliação CDC”, de acordo com a Figura 8.

## 2.2 **Metodologia financeira**

### 2.2.1 Premissas adotadas

Na montagem do fluxo de caixa para o cálculo do VAUE foram adotadas diferentes premissas para o equipamento existente e para o equipamento novo. Nesse sentido, cada uma destas será separadamente apresentada nas seções seguintes.

#### 2.2.1.1 Equipamento existente

##### 2.2.1.1.1 RAP

Em razão de os equipamentos existentes analisados serem ATDs, de concessão de transmissão (de empresa fictícia) prorrogada conforme a Lei nº 12.783/2013, originária da MP nº 579/2012, é considerada somente a parcela da RAP relativa à componente O&M. Nesse sentido, A RAP dos equipamentos existentes foi considerada em uma época em que o cenário



do setor elétrico era completamente diferente. Nessa época, havia monopólio do setor pela Eletrobras, que por ser detida pelo governo federal, era responsável por diversas diretrizes, como de planejamento, expansão, entre outros. Além disso, a quantia de remuneração, que hoje é chamada de RAP, recebida pelos ativos instalados nesta época – como os transformadores de potência - era definida unicamente por custo, e estes eram rateados entre todos os consumidores, entre eles, também os consumidores regulados (mais conhecidos como cativos) por meio da tarifa de energia elétrica.

De acordo com as considerações acima, a RAP do equipamento existente se mantém constante e proporcional ao valor percentual de O&M regulatório definido, e é identificada pelo bloco “RAP” no fluxograma da Figura 8.

#### 2.2.1.1.2 Custo de O&M direto

Considerou-se o valor médio anual de custo de O&M direto com base no histórico de O&M relacionados à soma das componentes de manutenção preventiva, preditiva, corretiva e anomalia e inspeção. Além disso, considerou-se um fator de crescimento de 1% a.a. sobre este custo médio, uma vez que se espera que este custo aumente uma vez que o equipamento existente continuará a envelhecer e sua operação se tornará mais onerosa. Sendo assim, considerando a teoria apresentada sobre fluxo de caixa, na Seção 1.2.4, o custo direto do equipamento existente no t-ésimo ano é calculado usando pela Equação (26)

$$O\&M_{dir_{ex}}(t) = C_{médio\_ex} \cdot (1 + i_c)^{(t-1)} \quad (26)$$

Onde:

$C_{médio\_ex}$  é o custo médio anual de manutenção do equipamento existente;

$i_c$  é a taxa de crescimento estipulada para o custo anual do equipamento existente;

$t$  é o t-ésimo ano do fluxo de caixa de custos.

#### 2.2.1.1.3 Custo de O&M indireto

Em função da dificuldade de se chegar a este custo, foi considerado que o custo de O&M indireto do equipamento existente corresponderia ao percentual de 70% da RAP, dessa forma, tem-se a Equação (27).

$$O\&M_{ind_{ex}}(t) = 0,7 \cdot RAP_{ex}(t) \quad (27)$$

Onde:

$C_{ind_{ex}}(t)$  é o custo indireto do equipamento existente no t-ésimo ano do fluxo de caixa;  
 $RAP_{ex}(t)$  é a RAP do equipamento existente no t-ésimo ano do fluxo de caixa.

Sendo assim, a soma do custo de O&M direto e indireto do equipamento existente, são identificados pelo bloco “O&M” no fluxograma da Figura 8.

#### 2.2.1.1.4 Custo de PV

É importante ressaltar que, fundamentalmente, a PV incide sobre toda a FT, e no caso deste trabalho, analisa-se a FT de transformação, relativa ao módulo transformador existente. Sendo assim, considera-se o valor médio anual fictício de custo de PV verificado nos últimos anos de um período recente de toda a FT com taxa de crescimento de 1% a.a. De acordo com o que foi visto na seção 1.2.2, apresenta-se a modelagem de PV do módulo equipamento existente a partir da Equação (28).

$$PV_{ex}(t) = PV_{med_{ex}} \cdot (1 + i_c)^{(1-t)} \quad (28)$$

Onde:

$PV_{ex}(t)$  é a parcela variável no t-ésimo ano do fluxo de caixa do equipamento existente;  
 $PV_{med_{ex}}$  é o valor médio anual de parcela variável do equipamento existente.

Assim, o custo de PV do equipamento existente é identificado pelo bloco “Média de PV” no fluxograma da Figura 8.

#### 2.2.1.1.5 Valor residual

De acordo com a Equação (7), o valor residual dos equipamentos existentes analisados é considerado nulo pois, por simplificação, não se considerou nenhum preço para venda estimada de nenhum dos equipamentos amortizados neste trabalho, com isso,  $VR(35) = 0$ . Por essa razão, não há identificação por nenhum bloco no fluxograma da Figura 8.

#### 2.2.1.2 Equipamento novo

##### 2.2.1.2.1 Custo de investimento

O custo de investimento envolvido na substituição do equipamento existente por um novo foi estimado em consonância a Seção Procedimento de Avaliação do Submódulo 2.3 do PRORET (ANEEL, 2014), que prevê a utilização do Método do Valor Novo de Reposição, bem como apresentado na seção 1.2 de fundamentação financeira. Sendo assim, do orçamento resultante deste método, são considerados o valor do equipamento, além do custo associado à sua montagem e canteiro de obras. Nesse sentido, por se tratar de uma melhoria<sup>5</sup> e não de reforço<sup>6</sup>, são desconsiderados do orçamento, para a empresa fictícia, os custos associados às obras civis, comissionamento, engenharia, socioambientais e eventuais e demais custos indiretos associados, uma vez que a substituição do equipamento é por outro de mesma potência e dimensões. Dessa forma, este custo é identificado no bloco “Custo de investimento” no fluxograma da Figura 8.

---

<sup>5</sup> De acordo com (ANEEL, 2005), melhoria é qualquer instalação, substituição ou reforma de equipamentos visando manter a regularidade, em conformidade com o contrato de concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica e os Procedimentos de Rede.

<sup>6</sup> De acordo com (ANEEL, 2005), reforço é qualquer implementação de nova instalação de transmissão, substituição ou adequação em instalações existentes para acréscimo da capacidade de transmissão, ou ainda que resulte em alteração física da configuração da rede elétrica.

### 2.2.1.2.2 RAP

A Receita Anual Permitida de uma obra de melhoria de grande porte, como é o caso da substituição de um transformador de potência por um novo, é formada pela RR (Receita Requerida), que é, por sua vez, considerada, de maneira simplificada neste trabalho, como sendo formada por três componentes regulatórias que são: O&M, Quota de reintegração regulatória e Remuneração de Capital, semelhantemente ao que é apresentado no Custo Anual dos Ativos da Seção 7 do Submódulo 9.1 do PRORET (ANEEL, 2022). Tais componentes, apresentadas a seguir, têm suas parcelas como sendo função do custo de investimento  $CIN$  da obra de melhoria para substituição do equipamento.

Considera-se, neste trabalho, que o valor percentual de remuneração dos custos de O&M de equipamento novo é de 2% do  $CIN$ , conforme Equação 27, tendo em vista que esse foi o valor médio das minutas de contratos de concessão do leilão 001/2023 para os lotes de 1 a 9 (ANEEL, 2023).

$$O\&M(t) = 0,02 \cdot CIN \quad (29)$$

A quota de reintegração regulatória remunera o investimento anualmente a partir da taxa de depreciação do ativo, que no caso do transformador de potência é de 35 anos de acordo com (ANEEL, 2015), o que resulta em uma taxa de depreciação de 2,86%, que incide sobre o valor do custo de investimento  $CIN$  deste, conforme Equação (30).

$$QRR(t) = 0,0286 \cdot CIN \quad (30)$$

Finalmente, a remuneração de capital do  $t$ -ésimo ano do fluxo de caixa é calculada por meio da Equação (31). Nota-se que esse componente depende da quota de reintegração de regulatória do ano anterior a este  $QRR(t - 1)$ , da taxa de remuneração regulatória  $rWACC_{pré}$  definida pela ANEEL, e do custo de investimento  $CIN$ . De acordo com (ANEEL, 2022), para o ano de 2022 esta taxa foi definida em 10,5%.

$$RC(t) = rWACC_{pré} \cdot (CIN - QRR(t - 1) \cdot t) \quad (31)$$

Considera-se o início do fluxo de caixa no ano  $t = 1$ . Sendo assim, para o cálculo da remuneração de capital  $RC(t)$  a partir da Equação (31) neste ano, tem-se que a parcela de quota de reintegração regulatória  $QRR(t - 1)$  do ano anterior ao ano de início do fluxo de caixa presente nesta equação é **nula** para  $t = 1$ , e com isto, para este ano a remuneração de capital é dada por  $RC(t) = rWACC_{pré} \cdot CIN$ .

Considerando-se os três componentes apresentados anteriormente, tem-se que a Receita Requerida do t-ésimo ano no para operação de seu ativo, após fase de construção da obra de melhoria, é dada pela soma anualmente dessas componentes apresentadas, de acordo com a Equação (32).

$$RR(t) = O\&M(t) + QRR(t) + RC(t) \quad (32)$$

A Receita Anual Permitida recebida pela empresa transmissora, composta pelos três componentes apresentados anteriormente, é líquida, com valores já descontados dos encargos e tributos, apresentados na Tabela 3 e na Tabela 4.

Portanto, a RAP estimada para o equipamento novo (valor bruto), pode ser calculada usando a Equação (33)

$$RAP_{novo}(t) = \frac{RR(t)}{1 - E\&T} \quad (33)$$

Onde,

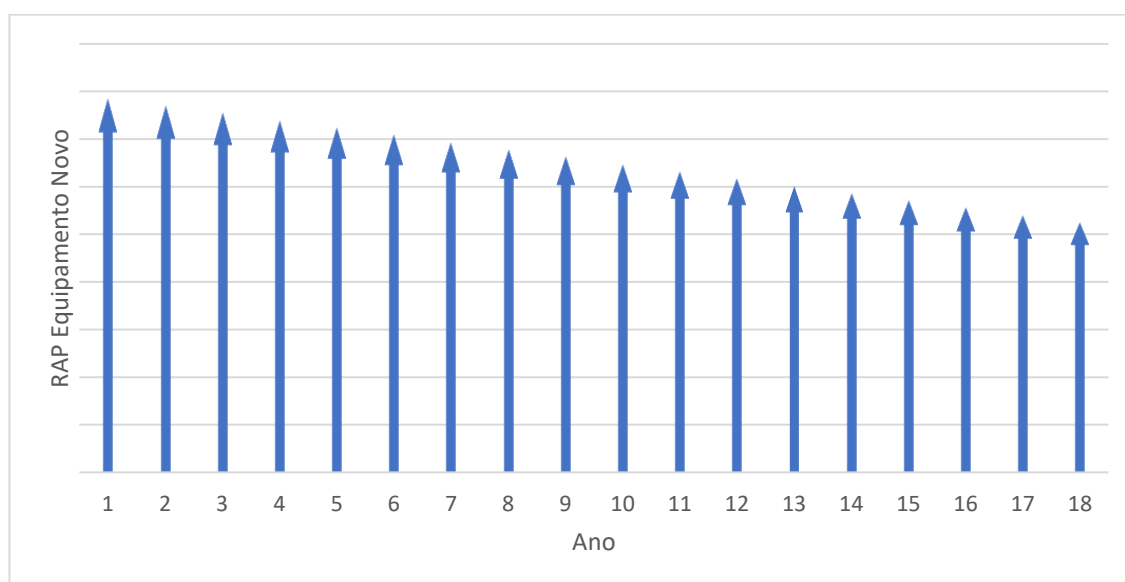
$E\&T$  são encargos e tributos considerados a partir da Tabela 3 e Tabela 4.

O prazo usual definido pela ANEEL é de trinta meses para conclusão da substituição do equipamento após a emissão da respectiva REA<sup>7</sup>. Neste estudo, considerou-se que a substituição seria feita pela empresa fictícia em 24 meses, a partir do recebimento da outorga para substituição do ativo no final de 2022. Assim, 2025 foi considerado como sendo o ano de início para cada fluxo de caixa (início do recebimento da RAP do equipamento novo).

O horizonte da análise leva em consideração o prazo final de concessão em 2042, de acordo com a Lei nº 12.783/2013, oriunda MP nº 579/2012 (prorrogação dos contratos de concessão da transmissão por 30 anos). Assim, a partir da Equação (33), apresenta-se o perfil de RAP na Figura 4 de um equipamento novo do ano 1 ao 18, ou seja, do ano 2025, que é o ano de conclusão da obra de melhoria, até 2042. Percebe-se que o perfil desta remuneração é decrescente, o que ocorre pelo fato de a remuneração de capital, apresentada pela Equação (31), ser função da quota de integração regulatória do ano anterior  $t - 1$  no fluxo de caixa do ano  $t$ .

Assim, a remuneração equacionada pela Equação (33) é identificada pelo bloco “RAP” no fluxograma da Figura 8.

Figura 4 – Perfil decrescente de formação da RAP



Fonte: O autor.

<sup>7</sup> É a resolução autorizativa emitida pela ANEEL que outorga entrada em operação do equipamento no sistema elétrico. O prazo para conclusão da substituição do equipamento é definido na própria REA.

O Fluxo de caixa de formação da RAP é apresentado em tabela no Apêndice B.

#### 2.2.1.2.3 Custo de O&M direto

Considerou-se o custo direto do t-ésimo ano do fluxo de caixa do equipamento novo como sendo a soma das componentes de manutenção preditiva e preventiva do equipamento existente, conforme Equação (34).

$$O\&M_{dir\_novo}(t) = C_{prev\_ex} + C_{pred\_ex} \quad (34)$$

#### 2.2.1.2.4 Custo de O&M indireto

Em razão da dificuldade de determinação dos custos de O&M indiretos do equipamento novo, estabelece-se a premissa de que este custo seja considerado como um percentual de 90% do valor do custo de O&M indireto do equipamento existente, que anteriormente já havia sido considerado 70% do valor da RAP do equipamento existente. Sendo assim, tem-se que o custo indireto do equipamento novo  $O\&M_{ind\_novo}$  é dado pela Equação (35)

$$O\&M_{ind\_novo}(t) = 0,9 \cdot O\&M_{ind\_ex}(t) = 0,9 \cdot (0,7 \cdot RAP_{ex}(t)) \quad (35)$$

Assim, o custo de O&M direto e indireto do equipamento novo são identificados unicamente pelo bloco “O&M” no fluxograma da Figura 8.

#### 2.2.1.2.5 Custo de parcela variável (PV)

De acordo com o que foi visto na seção 1.2.2, atribuiu-se, por simplificação, custo de PV igual a zero para o equipamento novo, uma vez que se parte da premissa que este equipamento não apresentará indisponibilidade. Por essa razão, não se identifica nenhum bloco no fluxograma da Figura 8.

#### 2.2.1.2.6 Valor residual

O horizonte da análise leva em consideração o prazo final de concessão em 2042, de acordo com a Lei nº 12.783/2013, oriunda MP nº 579/2012 (prorrogação dos contratos de concessão da transmissão por 30 anos). Com isso, considera-se que a empresa fictícia receberia, no final deste prazo, a quantia do custo de investimento total do equipamento não totalmente depreciado, que é referida como *CIN* nos cálculos deste trabalho. Esta quantia é chamada de valor residual e é resgatado sempre ao final do fluxo de caixa para o horizonte escolhido diante das diversas alternativas envolvidas para substituição do equipamento existente pelo novo, e pode ser calculado a partir da Equação (7) apresentada na seção de teoria, além de estar incorporada ao bloco “FC Equipamento Challenger” no fluxograma da Figura 8.



### 2.2.2 VAUE

Nesta seção objetiva-se generalizar os cálculos da metodologia financeira, de tal forma a apresentar o equacionamento desta. Assim, a metodologia de aplicação do VAUE se baseou majoritariamente em (ABU-ELANIEN, SALAMA e BARTNIKAS, 2011), com as condições de contorno necessárias do setor elétrico brasileiro.

#### 2.2.2.1 Cálculo do VAUE para o equipamento novo

O cálculo do VAUE sobre um fluxo de caixa é feito a partir da Equação (41), que tem seu resultado em reais. Em razão do que foi apresentado na seção anterior, a concessão permanece em vigência até o final do ano 2042, e o estudo se inicia no ano 2022, com a premissa de que após emissão da REA e obras de substituição a entrada em operação do equipamento novo seria no ano de 2025, por isso, tem-se um fluxo de caixa de  $N = 18$  parcelas.

Contabilmente, tem-se que a receita bruta  $RB(t)$  é igual a  $RAP_{novo}(t)$  do equipamento novo, conforme apresenta a Equação (36).

$$RB_{novo}(t) = RAP_{novo}(t) \quad (36)$$

Em seguida, calcula-se a receita líquida  $RL(t)$  do t-ésimo ano, de acordo com a Equação (37).

$$RL_{novo}(t) = RB_{novo}(t) \cdot (1 - T) \quad (37)$$

Onde

$T$  são tributos considerados apresentados na Tabela 4.

Assim, pode-se calcular o  $EBITDA(t)$  do t-ésimo ano, a partir da Equação (38).

$$EBITDA_{novo}(t) = RL_{novo}(t) - C_{O\&M\_novo}(t) - PV_{novo}(t) - RB_{novo}(t) \cdot E \quad (38)$$

Sendo  $E$  encargos apresentados na Tabela 3.

Em seguida, calcula-se o EBIT do t-ésimo ano a partir da Equação (39).

$$EBIT_{novo}(t) = EBITDA_{novo}(t) - CIN \cdot i_{dep} \cdot t \quad (39)$$

Sendo  $i_{dep}$  a taxa de depreciação do ativo novo. Como a vida útil do ativo é  $VU = 35$ , tem-se que  $i_{dep} = 2,86\%$ .

Finalmente, a parcela do fluxo de caixa do t-ésimo ano  $P_{t_{novo}}$  a ser considerada para é bem como a Equação (40) apresenta.

$$P_{t_{novo}} = EBITDA_{novo}(t) - EBIT_{novo}(t) \cdot T \quad (40)$$

Assim, calcula-se o VAUE de um fluxo de caixa até o t-ésimo ano para o Equipamento novo a partir da Equação (41).

$$VAUE_{novo}(t, N) = \frac{VPL(i, t, N)(P_{t_{novo}})}{a(i, N)} = \frac{-CIN + \sum_{t=1}^N \frac{P_{t_{novo}}}{(1+i)^t}}{\frac{(1+i)^N - 1}{i(1+i)^N}} \quad (41)$$

Onde  $t$  é o t-ésimo ano de análise;

$P_{t_{novo}}$  é a t-ésima parcela do equipamento novo;

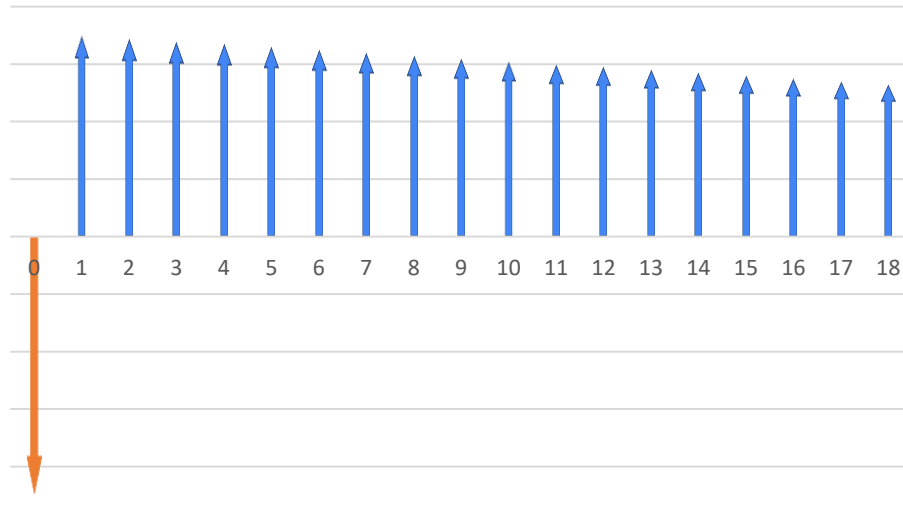
$i$  é a taxa de desconto  $WACC$ ;

$N$  é o horizonte do fluxo de caixa.

Exemplifica-se um fluxo de caixa completo com parcelas desiguais de horizonte igual ao de concessão  $N = 18$ , a partir da Figura 5. A partir desta, gera-se por aplicação da equação do VAUE sobre todas as parcelas o fluxo de caixa uniformizado – apresentado pela Figura 6.

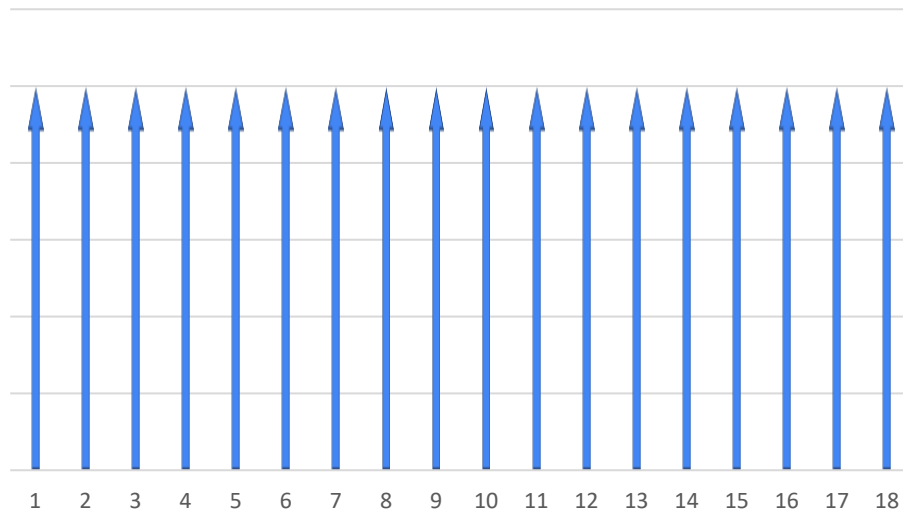
O fluxo de caixa fictício não uniformizado de um equipamento novo é apresentado no Apêndice C para os seis primeiros anos.

Figura 5 - Fluxo de Caixa Não Uniformizado com horizonte de 18 anos



Fonte: O autor.

Figura 6 – Fluxo de Caixa Uniformizado para o ano 18



Fonte: O autor.

Dessa forma, executa-se o processo consecutivamente, para os anos seguintes do horizonte definido. Sendo assim, gera-se  $N$  fluxos de caixa uniformizados pelo VAUE de  $t$  parcelas iguais. Ao observar a Figura 7, nota-se que este processo gera  $N$  pontos, com um máximo – evidenciado em vermelho - que neste caso em exemplo é quando  $N = 10$ , o qual financeiramente deveria ser o ponto a ser utilizado como valor comparativo de VAUE para o Equipamento *Challenger*. Entretanto, como não há viabilidade regulatória para troca de um ativo de grande porte para um horizonte tão curto como este, utiliza-se o  $VAUE(18)$  - evidenciado em verde - como valor comparativo para o Equipamento *Challenger*. Este valor

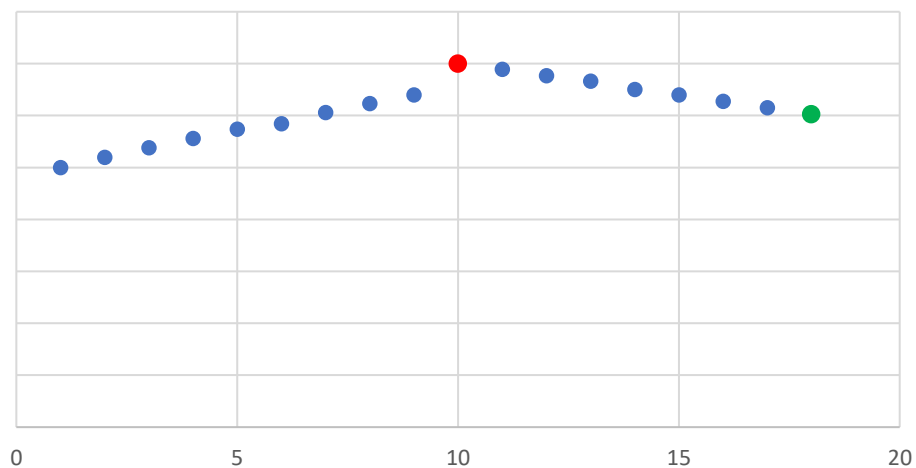
posteriormente será comparado com diversos valores comparativos do equipamento existente, isto é, o *Defender*.

Assim, preenche-se a matriz  $N$  com o referido valor, de acordo com a Equação (42).

$$N = \begin{pmatrix} VAUE(18) \\ VAUE(18) \\ \vdots \\ VAUE(18) \end{pmatrix} \quad (42)$$

Figura 7 – Parcela de cada alternativa de troca

#### Parcela VAUE de cada fluxo de caixa uniformizado



Fonte: O autor.

Vale a pena ressaltar que o gráfico da Figura 7 não é o perfil financeiro de VAUE de nenhum ativo analisado. Na verdade, esta condição só está sendo explicitada desta forma para evidenciar a condição de contorno sobre um exemplo, e justificar a escolha do ponto verde e não o vermelho.

#### 2.2.2.2 Cálculo do VAUE para o equipamento existente

Para o equipamento existente, a metodologia tem o objetivo de encontrar o resultado financeiro de várias  $N$  alternativas de permanência do equipamento, para isto, utiliza-se a Equação (43) para comparação de alternativas que serão expostas matricialmente pela Equação

(49) e pela Tabela 7. Um fluxo de caixa de um dos equipamentos existentes analisados é apresentado no Apêndice D.

$$VAUE_{ex}(t, N) = \frac{VPL(i, t, N)(P_{tex})}{a(i, k)} = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{P_{tex}}{(1+i)^t}}{\frac{(1+i)^k - 1}{i(1+i)^k}} \quad (43)$$

Onde

$P_{tex}$  é a t-ésima parcela do equipamento existente;

$k = N - t + 1$ .

Semelhantemente ao cálculo do equipamento novo, tem-se a seguir o passo a passo para obtenção do valor da parcela do fluxo de caixa do t-ésimo ano.

A receita bruta do ativo existente pode ser calculada pela Equação (44).

$$RB_{ex}(t) = RAP_{ex}(t) \quad (44)$$

Onde

$RB_{ex}(t)$  é a receita bruta do t-ésimo ano do equipamento existente;

A receita líquida do ativo existente por sua vez é calculada a partir da Equação (45).

$$RL_{ex}(t) = RB_{ex}(t) \cdot (1 - T) \quad (45)$$

Onde

$RL_{ex}(t)$  é a receita líquida do t-ésimo ano do equipamento existente.

O EBITDA do equipamento existente é calculado a seguir, de acordo com a Equação (46).

$$EBITDA_{ex}(t) = RL_{ex}(t) - C_{O\&M_{ex}}(t) - PV_{ex}(t) - RB_{ex}(t) \cdot E \quad (46)$$

Onde

$EBITDA_{ex}(t)$  é o EBITDA do t-ésimo ano do equipamento existente.

Em seguida, o EBIT do equipamento existente é calculado, assim como apresenta a Equação (47). Nota-se que pelo fato de o ativo existente ser um ATD, não há depreciação, então EBIT é igual ao EBITDA.

$$EBIT_{ex}(t) = EBITDA_{ex}(t) \quad (47)$$

Onde

$EBIT_{ex}(t)$  é o EBIT do t-ésimo ano do equipamento existente.

Por fim, calcula-se a parcela do fluxo de caixa do equipamento existente de acordo com a Equação (48).

$$P_{tex} = EBITDA_{ex}(t) \cdot (1 - T) \quad (48)$$

Onde

$P_{tex}$  é a parcela de fluxo de caixa do equipamento existente no t-ésimo ano

Finalmente, para o cálculo da Equação (43), tem-se que adequar  $N$  fluxos de caixa (alternativas). Sendo assim, cada alternativa é um fluxo de caixa  $t$  até  $N$ , que contém  $(N - t + 1)$  parcelas  $P_{tex}$  que correspondem à decisão financeira de manter e operar o ativo existente por mais  $(N - t + 1)$  anos.

Sendo assim, se poderia representar o fluxo de caixa de acordo com a Tabela 6.

Tabela 6 - Fluxo de caixa genérico

$t$	$t + 1$	$t + 2$	$t + 3$	...	$N$
$P_{tex}$	$P_{t+1ex}$	$P_{t+2ex}$	$P_{t+3ex}$	...	$P_{Nex}$

Fonte: O autor.

Para elaborar as diferentes alternativas deve-se primeiramente ter entendimento sobre o chamado ponto de vista não proprietário sobre um ativo, bem como também realizado em (ABU-ELANIEN, SALAMA e BARTNIKAS, 2011), fundamentado em (BOWMAN M.S., 1999). Este ponto de vista negligencia os custos irre recuperáveis do passado do ativo, e assume também que o equipamento em análise não é próprio e é comprado como um equipamento usado.

Posto isso, tem-se que as diversas alternativas de fluxo de caixa uniformizados pelo VAUE podem ser visualizadas a partir da Tabela 7.

Tabela 7 - Alternativas de VAUE

Alternativa	2025	2026	2027	2028	...	2042
1	$VAUE(1,1)$	$VAUE(1,2)$	$VAUE(1,3)$	$VAUE(1,4)$	...	$VAUE(1,18)$
2		$VAUE(2,2)$	$VAUE(2,3)$	$VAUE(2,4)$	...	$VAUE(2,18)$
3			$VAUE(3,3)$	$VAUE(3,4)$	...	$VAUE(3,18)$
4				$VAUE(4,4)$	...	$VAUE(4,18)$
⋮					⋮	⋮
18						$VAUE(18,18)$

Fonte: O autor.

Matematicamente, a Tabela 7 pode ser representada pela matriz de VAUEs  $V$ , de acordo com a Equação (49).

$$V = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ 0 & a_{22} & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & a_{nn} \end{pmatrix} \quad (49)$$

Sendo cada elemento  $a_{ij}$  da matriz  $V$  de dimensão  $n \times n$ , tendo sua lei de formação que obedece  $a_{ij} = VAUE_{ex}(i, j)$ .

A partir desta, monta-se a matriz de alternativas  $A$  de dimensão  $n \times 1$ , assim como apresenta a Equação (50).

$$A = \begin{pmatrix} p_1 \\ p_2 \\ \vdots \\ p_n \end{pmatrix} \quad (50)$$

Cada elemento  $p_i$  da matriz  $A$  é igual ao maior elemento da  $i$ -ésima linha da matriz  $V$ .

#### 2.2.2.3 Cálculo do delta VAUE

O cálculo do Delta VAUE de um determinado equipamento existente é feito a partir da Equação (51).

$$DV_{1 \times 1} = \text{Max}(N_{18 \times 1}) - \text{Max}(A_{18 \times 1}) \quad (51)$$

Sendo assim, tem-se que o delta VAUE  $DV$  de um determinado equipamento financeiramente avaliado é igual ao elemento de maior valor da matriz  $N_{18 \times 1}$  subtraído pelo elemento de maior valor da matriz  $A_{18 \times 1}$ .

Lembra-se que dada a condição de contorno, a matriz  $N$  é preenchida com 18 valores iguais a  $VAUE(18)$ . Além disso, tem-se que a interpretação de  $DV > 0$ , é de que há vantagem financeira em realizar a troca do equipamento, e para  $DV < 0$ , a situação se inverte, isto é, há vantagem financeira na permanência do equipamento existente. Esta quantia é identificada pelo bloco “delta VAUE” no fluxograma da Figura 8.

Pela metodologia financeira, dada uma lista de equipamentos a serem considerados para troca, tem-se que o ativo de maior delta VAUE é o que comparativamente tem maior vantagem financeira para substituição.



### 2.3 Metodologia estratégica

A metodologia estratégica considerou diversos aspectos abordados na seção de teoria, e que foram considerados também em (DE BRITO, MARTINS QUADROS e PROBST, 2019). Os cinco subcritérios já utilizados por este autor e seus métodos de pontuação são apresentados a partir da Tabela 8. As notas são referidas pela tabela são uma forma de ponderar a gravidade estratégica do equipamento em análise após responder à pergunta, de tal forma que uma nota maior represente uma maior gravidade.

Tabela 8 - Subcritérios estratégicos

	Questões	Resposta	Nota
1	A perda deste equipamento ocasiona em corte de carga?	Sim	100
		Não	0
2	O reserva está instalado na subestação, em outra subestação ou não possui reserva?	Não possui reserva	100
		Reserva está em outra SE	50
		O reserva está na SE local	0
3	A potência do reserva é inferior à potência do titular?	Sim	100
		Não	0
4	Tempo de recomposição $t$ da FT em dias	$t \geq 40$	100
		$40 > t \geq 15$	10
		$15 > t \geq 3$	4,64
		$t < 3$	3,16
5	A perda deste equipamento envolve grande repercussão?	Sim	100
		Não	0

Fonte: (DE BRITO, MARTINS QUADROS e PROBST, 2019)

Nesse sentido, ao observar os aspectos sistêmicos e de confiabilidade, escolheu-se por adicionar o subcritério ONS, aos subcritérios já utilizados por (DE BRITO, MARTINS QUADROS e PROBST, 2019). Sendo assim, o método de pontuação escolhido para este subcritério é de acordo com a Equação (52).

$$SC_{ONS}(X_n) = E_1 \cdot 4 + E_2 \cdot 3 + E_3 \cdot 2 + E_4 \cdot 1 \quad (52)$$

Onde a nota do subcritério ONS do  $n$ -ésimo equipamento é de acordo com a sua classificação de instalação estratégica.

Por fim, expõe-se que todos estes subcritérios são identificados um a um no bloco de metodologia estratégica no fluxograma da Figura 8.

## 2.4 Metodologia multicritério

A escolha da metodologia multicritério foi baseada em pesquisas sobre diferentes ferramentas que pudessem contribuir positivamente para o auxílio à tomada de decisão. Sendo assim, elenca-se:

- A ferramenta Matriz GUT, desenvolvida por Kepner e Tregoe, e que de acordo com (CSILLAG, 1995), consiste na estipulação de critérios para tomada de decisão. Sendo assim, de acordo com (MARAMALDO, 1998), a matriz de priorização GUT determina as ações que devem ser tomadas baseadas em três fatores: Gravidade, Urgência e Tendência. A partir destes, a ordem de prioridade é gerada com a multiplicação entre a pontuação (ou peso) dado a cada um desses três critérios. A Tabela 38, no Anexo A, apresenta com mais detalhes a decisão de escolha dos pesos sobre cada um desses critérios. Além disso, em (MELO, 2014) e (MUNIZ, 2020), abordam-se temas com sinergia com a proposta neste trabalho no que diz respeito à tomada de decisão sobre equipamentos do setor elétrico.
- A ferramenta AHP, que conforme (SAATY, 1980), é uma metodologia que busca auxiliar a tomada de decisão a partir de hierarquização de critérios e subcritérios sobre o problema em análise. Esta metodologia é abordada no capítulo 1.4 com maior grau de detalhamento. Além disso, em (DE BRITO, MARTINS QUADROS e PROBST, 2019), aborda-se relativamente o mesmo tema deste trabalho.

A escolha pela ferramenta AHP se deu em função da proximidade que a referência (DE BRITO, MARTINS QUADROS e PROBST, 2019) tem com a proposta deste trabalho.

Sendo assim, a metodologia multicritério reuniu todos os três critérios apresentados nos capítulos anteriores (técnico, financeiro e estratégico) de modo a implementar o fluxograma da Figura 8.

. Dessa forma, os pesos e escolhas dos critérios e subcritérios foram baseados em (DE BRITO, MARTINS QUADROS e PROBST, 2019), que utiliza a ferramenta AHP como metodologia para tomada de decisão. Tendo em vista que há uma diferente perspectiva do autor,

foram feitos alguns ajustes na escolha dos pesos, uma vez que não foi utilizado um questionário para obtenção destes, como indica a seção teórica deste trabalho.

O peso dos subcritérios foram de acordo com Tabela 9, Tabela 10 e Tabela 11.

Tabela 9 - Peso dos subcritérios técnicos

<b>Subcritério</b>	<b>Parte Ativa</b>	<b>Bucha</b>	<b>Comutador</b>
<b>Vetor de Eigen</b>	53,3%	23,3%	23,3%

Fonte: O autor.

Tabela 10 - Peso dos subcritérios estratégicos

<b>Subcritério</b>	<b>A perda ocasiona corte de carga?</b>	<b>Tem reserva?</b>	<b>A potência do reserva é inferior ao titular?</b>	<b>Tempo de recomposição da função (dias)</b>	<b>Envolve grande repercussão a perda deste equipamento?</b>	<b>Classificação ONS</b>
<b>Vetor de Eigen</b>	16,7%	16,7%	16,7%	16,7%	16,7%	16,7%

Fonte: O autor.

Tabela 11 - Peso dos subcritérios financeiros

<b>Subcritério</b>	<b>delta VAUE</b>
<b>Vetor de Eigen</b>	100,0%

Fonte: O autor.

Para os três critérios envolvidos nesta metodologia, decidiu-se por realizar quatro cenários de diferentes pesos, de modo a realizar análise de sensibilidade sobre a lista final de equipamentos ranqueados a ser obtida por aplicação da metodologia AHP. Os quatro cenários escolhidos para realizar a análise de sensibilidade são apresentados a partir da Tabela 12.

Tabela 12 - Cenários com diferentes pesos de critérios

<b>Critério</b>	<b>Técnico</b>	<b>Estratégico</b>	<b>Financeiro</b>
<b>Cenário 1</b>	40%	30%	30%
<b>Cenário 2</b>	10%	20%	70%
<b>Cenário 3</b>	30%	20%	50%
<b>Cenário 4</b>	0%	0%	100%

Fonte: O autor.

A partir da utilização destes pesos, pôde-se normalizar as notas atribuídas a cada subcritério, a partir da Equação (21) a qual é representada pelo bloco N presente no fluxograma da Figura 8. Nota-se nesta figura que a normalização do critério financeiro é feita após a formação da lista de notas financeiras, a partir da mesma Equação (21), mas com  $PSC = 1$ . Isto ocorre pois o critério financeiro não tem subcritérios, por isso, a lista de notas financeiras é estritamente a lista de Delta VAUE dos equipamentos. Finalmente, as notas são totalmente somadas para compor a nota final multicritério, e com isso, se obtém a lista de equipamentos ranqueados, por ordem decrescente de nota final.

Este processo é realizado da mesma forma com diferentes pesos de critérios definidos a priori pelos quatro cenários da Tabela 12.

O diagrama de fluxo detalhado do modelo de avaliação de equipamentos é organizado em quatro metodologias principais:

- Metodologia Estratégica:** Inclui critérios como "Aperda ocasional corte de carga?", "Tem reserva?", "Apotência do eq. reserva é inferior ao do titular?", "Tempo de recomposição da função (dias)", "Envolve grande repercussão a perda deste equipamento?" e "Classificação ONS". Cada critério é avaliado por uma equação (Eq. 19).
- Metodologia Técnica:** Envolve a análise de dados de ensaio (2FAL) através do Modelo Chendong (Eq. 3 da Tabela 2) para determinar a Correlação GP-2FAL. Isso leva à Correlação GP-PV% (Eq. 1) e à Avaliação da Parte Ativa. Também são realizadas avaliações de Bucha e CDC.
- Metodologia Multicritério:** Sintetiza as avaliações das metodologias anteriores. As equações (Eq. 19) da metodologia estratégica alimentam a Eq. 22. As avaliações técnicas (Avaliação Parte Ativa, Bucha, CDC) também alimentam a Eq. 22. A Eq. 22 gera as Listas de Notas Estratégicas (NC), Técnicas (NC) e Financeiras (NC). Estas listas, juntamente com a Eq. 23, resultam na Lista de Equipamentos Ranqueados (NF).
- Metodologia Financeira:** Calcula o Fluxo de Caixa Equipamento Novo, considerando o Custo de Investimento, O&M (Eq. 32 e 33) e RAP (Eq. 31). Calcula também o Fluxo de Caixa Equipamento Existente, considerando RAP e O&M (Eq. 24 e 25). A Média de PV (Eq. 26) é usada para determinar o Delta VAUE, que é então integrado à Eq. 22 da metodologia multicritério.

### 3 RESULTADOS

Nesta seção, apresentar-se-á os resultados do uso da metodologia apresentada no Capítulo anterior, para um grupo de oito transformadores, considerados ATDs, que têm diferentes condições técnicas, estratégicas, financeiras. De posse de três resultados, das respectivas análises individualizadas, alimentar-se-á a metodologia multicritério e serão obtidos resultados finais por meio de notas que permitirão realizar um ranqueamento entre os equipamentos, como descreve o fluxograma da Figura 8.

#### 3.1 Resultado de análise técnica

##### 3.1.1 Resultados de análise técnica da parte ativa

Nesta seção apresenta-se os resultados da análise técnica relacionada à parte ativa considerada neste trabalho, de acordo com a metodologia técnica apresentada na seção 2.1. Na Tabela 13, apresenta-se os dados resultantes do processo de correlação mencionado no bloco “Correlação 2FAL-GP” do fluxograma da Figura 8.

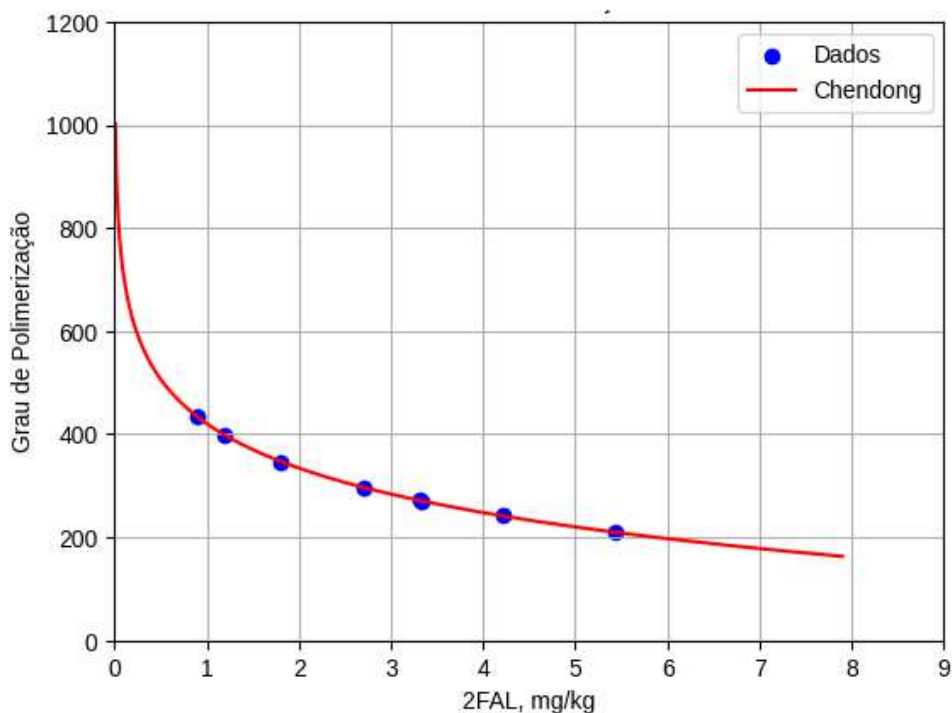
A partir dos dados de correlação desta tabela, obtém-se a Figura 9, que apresenta graficamente a correlação descrita pela Equação de Chendong Tabela 2 da seção de teoria.

Tabela 13 – Resultados de correlação GP-2FAL

<b>Equipamento</b>	<b>2FAL [mg/kg]</b>	<b>GP</b>
TRAFO 1	1,2	397,97
TRAFO 2	2,7	296,91
TRAFO 3	0,9	433,83
TRAFO 4	5,44	209,6
TRAFO 5	3,31	271,52
TRAFO 6	1,81	346,75
TRAFO 7	4,21	241,54
TRAFO 8	3,33	270,77

Fonte: O autor.

Figura 9 – Curva de Correlação GP-2FAL



Fonte: O autor.

De posse dos resultados de “Correlação 2FAL-GP” apresentados pela Tabela 13, utiliza-se dos dados de GP para traçar a nova correlação “Correlação GP-PV” e obter dados de PV%, como é descrito pelos blocos no Fluxograma da Figura 8.

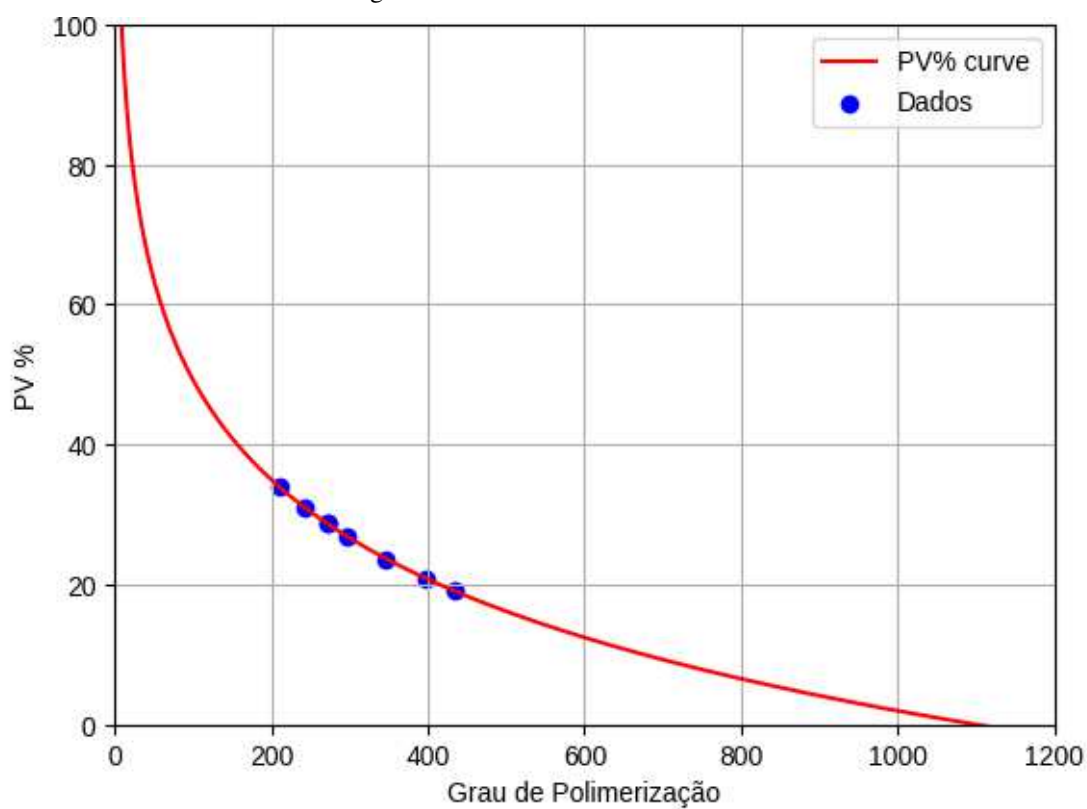
Nesse sentido, ao utilizar a Equação (1), descrita na seção de teoria, obtém-se o resultado de “Correlação GP-PV” apresentados na Tabela 14, e dispostos em gráfico na Figura 10.

Tabela 14 – Resultados de Correlação GP-PV%

Equipamento	GP	PV%
TRAFO 1	397,97	20,84%
TRAFO 2	296,91	26,94%
TRAFO 3	433,83	19,07%
TRAFO 4	209,6	33,99%
TRAFO 5	271,52	28,68%
TRAFO 6	346,75	23,67%
TRAFO 7	241,54	31,07%
TRAFO 8	270,77	28,73%

Fonte: O autor.

Figura 10 – Curva de PV x GP



Fonte: O autor.

Por fim, o resultado de PV% obtido é utilizado como “Avaliação Parte Ativa”, como descrito na Figura 8.



### 3.1.2 Resultados de análise técnica das buchas

Nesta seção, apresenta-se o resultado de análise técnica das buchas dos equipamentos. Com isso, apresenta-se a Tabela 15, que apresenta os resultados na Figura 8 pelo bloco “Avaliação Bucha”, referente à inspeção visual realizada sobre cada equipamento.

Tabela 15 – Resultado de avaliação bucha

<b>Equipamento</b>	<b>Nota</b>
TRAFO 1	5
TRAFO 2	1
TRAFO 3	2
TRAFO 4	2
TRAFO 5	1
TRAFO 6	1
TRAFO 7	3
TRAFO 8	4

Fonte: O autor.

### 3.1.3 Resultados de análise técnica do comutador de derivação em carga

Nesta seção, apresenta-se o resultado de análise técnica realizada por inspeção visual dos comutadores de derivação em carga dos equipamentos a partir da Tabela 16 que apresenta os resultados do bloco “Avaliação CDC” na Figura 8.

Tabela 16 – Resultado de avaliação CDC

<b>Equipamento</b>	<b>Nota</b>
TRAFO 1	1
TRAFO 2	1
TRAFO 3	2
TRAFO 4	2
TRAFO 5	4
TRAFO 6	3
TRAFO 7	5
TRAFO 8	2

Fonte: O autor.

### 3.2 Resultado de análise financeira

A seguir, apresentam-se as entradas da análise financeira no ano zero para o equipamento novo e o equipamento existente respectivamente na Tabela 17 e Tabela 18, que estão de acordo com o fluxograma da Figura 8. Assim, estas referidas tabelas alimentam respectivamente os blocos de “Fluxo de Caixa Equipamento Novo” e “Fluxo de Caixa Equipamento Existente”, e neles são montados os fluxos de caixa de acordo com as premissas apresentadas nas seções 2.2.1.1 e 2.2.1.2 de metodologia.

Em seguida, conforme apresentado na seção 2.2.2.3, é realizado o cálculo do delta VAUE a partir do bloco “delta VAUE”, que é o único critério financeiro do supracitado fluxograma, de modo a gerar os resultados da análise financeira apresentada na Tabela 19. Nesse sentido, expõe-se que seis equipamentos analisados obtiveram valor de delta VAUE positivo, e outros dois obtiveram valor de delta VAUE negativo. Por essa razão, interpreta-se que há indicação de que dois deles não devem ser trocados até o fim da concessão em 2042, e de que seis destes equipamentos devem ser substituídos imediatamente, segundo a metodologia apresentada na seção 2.2. Somado a isto, a também se observa que o equipamento de maior DELTA VAUE é do equipamento 8.

Vale a pena evidenciar que a coluna O&M da Tabela 17 e da Tabela 18 referem-se ao bloco “O&M” no fluxograma da Figura 8, que é a soma das colunas de O&M DIRETO com O&M INDIRETO, assim como apresentado na seção 2.2 de metodologia financeira.

Tabela 17 - Entradas de simulação financeira equipamento novo

Equipamento	RAP	O&M	O&M DIRETO	O&M INDIRETO	CUSTO DE INVESTIMENTO
TRAFO 1	R\$ 5.484.134,69	R\$ 934.166,76	R\$ 19.945,51	R\$ 914.221,25	R\$ 38.506.884,82
TRAFO 2	R\$ 4.047.763,32	R\$ 723.474,14	R\$ 4.079,89	R\$ 719.394,25	R\$ 28.421.394,54
TRAFO 3	R\$ 2.093.020,04	R\$ 217.658,66	R\$ 2.939,29	R\$ 214.719,37	R\$ 14.696.152,83
TRAFO 4	R\$ 1.532.077,08	R\$ 158.694,46	R\$ 996,97	R\$ 157.697,49	R\$ 10.757.488,45
TRAFO 5	R\$ 1.532.077,08	R\$ 158.916,43	R\$ 1.218,94	R\$ 157.697,49	R\$ 10.757.488,45
TRAFO 6	R\$ 5.469.892,73	R\$ 917.588,86	R\$ 3.367,61	R\$ 914.221,25	R\$ 38.406.884,82
TRAFO 7	R\$ 5.469.892,73	R\$ 925.716,92	R\$ 11.495,67	R\$ 914.221,25	R\$ 38.406.884,82
TRAFO 8	R\$ 2.257.096,94	R\$ 259.039,03	R\$ 18.983,13	R\$ 240.055,90	R\$ 15.848.219,79

Fonte: O autor.

Tabela 18 - Entradas de simulação financeira equipamento existente

Equipamento	RAP	MÉDIA DE PV	O&M	O&M DIRETO	O&M INDIRETO
TRAFO 1	R\$ 1.451.144,84	R\$ 75.362,58	R\$ 1.046.830,68	R\$ 31.029,29	R\$ 1.015.801,39
TRAFO 2	R\$ 1.141.895,64	R\$ 244.185,10	R\$ 805.058,05	R\$ 5.731,10	R\$ 799.326,95
TRAFO 3	R\$ 340.824,40	R\$ 16.651,82	R\$ 243.548,34	R\$ 4.971,26	R\$ 238.577,08
TRAFO 4	R\$ 250.313,47	R\$ 5.956,04	R\$ 179.289,23	R\$ 4.069,80	R\$ 175.219,43
TRAFO 5	R\$ 250.313,47	R\$ 5.616,93	R\$ 177.272,12	R\$ 2.052,69	R\$ 175.219,43
TRAFO 6	R\$ 1.451.144,84	R\$ -	R\$ 1.019.498,40	R\$ 3.697,01	R\$ 1.015.801,39
TRAFO 7	R\$ 1.451.144,84	R\$ -	R\$ 1.027.297,06	R\$ 11.495,67	R\$ 1.015.801,39
TRAFO 8	R\$ 381.041,11	R\$ 23.519,94	R\$ 293.495,46	R\$ 26.766,68	R\$ 266.728,78

Fonte: O autor.

Tabela 19 - Resultados de simulação financeira

Equipamento	ANO DE TROCA	DELTA VAUE	VAUE EXISTENTE	VAUE NOVO
TRAFO 1	Troca Imediata	R\$ 18.547,53	R\$ 102.943,58	R\$ 121.491,10
TRAFO 2	Troca Imediata	R\$ 95.929,52	-R\$ 28.684,57	R\$ 67.244,95
TRAFO 3	Troca Imediata	R\$ 111.620,04	R\$ 26.398,66	R\$ 138.018,70
TRAFO 4	Troca Imediata	R\$ 78.192,42	R\$ 23.252,35	R\$ 101.444,77
TRAFO 5	Troca Imediata	R\$ 76.490,81	R\$ 24.807,46	R\$ 101.298,27
TRAFO 6	Não troca até o final da concessão	-R\$ 40.206,32	R\$ 170.722,18	R\$ 130.515,87
TRAFO 7	Não troca até o final da concessão	-R\$ 40.423,72	R\$ 165.575,07	R\$ 125.151,35
TRAFO 8	Troca Imediata	R\$ 120.509,01	R\$ 12.279,70	R\$ 132.788,72

Fonte: O autor.

### 3.3 Resultado de análise estratégica

Como apresentado na seção de metodologia, há seis subcritérios que implicam em seis diferentes notas para cada equipamento analisado. Sendo assim, os cinco primeiros subcritérios, apresentados na Tabela 8 na seção de metodologia estratégica, geraram a Tabela 20.

Tabela 20 - Resultados dos cinco primeiros subcritérios estratégicos

Equipamento	A perda ocasiona corte de carga?	Tem reserva?	A potência do reserva é inferior ao titular?	Tempo de recomposição da função (dias)	Envolve grande repercussão a perda deste equipamento?
TRAFO 1	NÃO	1	SIM	360	NÃO
TRAFO 2	NÃO	0	NÃO	30	NÃO
TRAFO 3	NÃO	0	NÃO	30	NÃO
TRAFO 4	SIM	0,5	NÃO	50	SIM
TRAFO 5	SIM	0,5	NÃO	50	SIM
TRAFO 6	NÃO	0,5	NÃO	50	NÃO
TRAFO 7	NÃO	0,5	NÃO	50	NÃO
TRAFO 8	NÃO	0	NÃO	2	NÃO

Fonte: O autor.

A seguir, na Tabela 21, apresenta-se os resultados do sexto subcritério que aborda sobre a classificação ONS da subestação a que pertencem os equipamentos em análise.

Tabela 21 - Resultado do sexto subcritério estratégico

CLASSIFICAÇÃO ONS	E1	E2	E3	E4	RESULTADO
PONTUAÇÃO	4	3	2	1	
TRAFO 1		1		1	4
TRAFO 2		1		1	4
TRAFO 3			1	1	3
TRAFO 4				1	1
TRAFO 5				1	1
TRAFO 6			1	1	3
TRAFO 7			1	1	3
TRAFO 8				1	1

Fonte: O autor.

### 3.4 Resultado de análise multicritério

Nesta seção, apresentar-se-á os resultados da metodologia multicritério apresentada na seção 2.4, que compreende quatro diferentes cenários de pesos para os três critérios de acordo com a Tabela 12. Sendo assim, de acordo com o fluxograma da Figura 8, o resultado de Nota Final obtido a partir da Equação (25) para cada Trafo.

Todos os resultados de Nota Final (NF) para cada cenário que serão apresentados em gráficos de barra a seguir estarão em ordem decrescente da esquerda para direita, e conforme os cenários forem apresentados, analisar-se-á o deslocamento dos equipamentos, podendo estes serem deslocados ascendentemente – quando subirem posições no ranking quando comparados ao cenário base (cenário 1) – e descendentemente, quando descenderem posições no ranking quando comparados ao cenário base. Devido às circunstâncias evidentes, a soma da variação das posições (ascendentes e descendentes) em cada cenário é sempre nula.

#### 3.4.1 Cenário 1

Neste primeiro cenário base, apresenta-se as notas para os critérios técnico, estratégico e financeiro que são apresentadas respectivamente pela Tabela 22, Tabela 23 e Tabela 24

Tabela 22 – Resultado Técnico do Cenário 1

Equipamento	Nota do Critério
TRAFO 1	11,86
TRAFO 2	11,24
TRAFO 3	4,66
TRAFO 4	25,99
TRAFO 5	20,73
TRAFO 6	11,24
TRAFO 7	31,15
TRAFO 8	23,14

Fonte: O autor.

Tabela 23 – Resultado Estratégico do Cenário 1

Equipamento	Nota do Critério
TRAFO 1	20
TRAFO 2	10,35
TRAFO 3	3,68
TRAFO 4	17,5
TRAFO 5	17,5
TRAFO 6	10,833
TRAFO 7	10,833
TRAFO 8	0

Fonte: O autor.

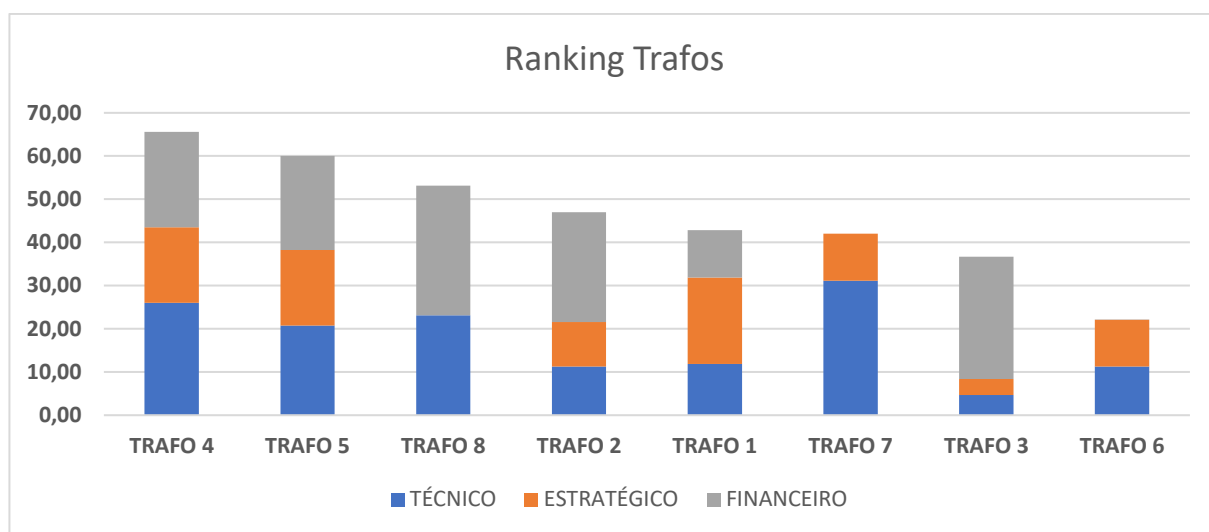
Tabela 24 – Resultado Financeiro do Cenário 1

Equipamento	Nota do Critério
TRAFO 1	10,99
TRAFO 2	25,41
TRAFO 3	28,34
TRAFO 4	22,11
TRAFO 5	21,79
TRAFO 6	0,040
TRAFO 7	0
TRAFO 8	30

Fonte: O autor.

De posse destas, obteve-se os resultados de NF apresentados de acordo com a Figura 11 os quais evidenciam, de acordo com estes pesos, o grau de prioridade para troca dos equipamentos em análise. Vale a pena ressaltar que NF, por ser uma nota, é adimensional, conforme apresentado na Seção 2.4.

Figura 11 - Resultado de Simulação Multicritério Cenário 1



Fonte: O autor.

Inicialmente, observa-se que os TRAFO 8, TRAFO 1 e TRAFO 7, são respectivamente os que possuem maior nota financeira, estratégica e técnica. Outrossim, analisa-se também que o TRAFO 4, apesar de ser o equipamento de maior nota final, não possui a maior nota em nenhum dos três critérios.

### 3.4.2 Cenário 2

Neste cenário, observa-se um comportamento diferente acerca das notas de cada critério. No que se refere a estas, apresenta-se respectivamente as notas técnicas, estratégicas e financeiras respectivamente a partir da Tabela 25, Tabela 26 e Tabela 27.

Tabela 25 - Resultado Técnico do Cenário 2

Equipamento	Nota do Critério
TRAFO 1	2,966
TRAFO 2	2,811
TRAFO 3	1,167
TRAFO 4	6,4981
TRAFO 5	5,184
TRAFO 6	2,810
TRAFO 7	7,789
TRAFO 8	5,786

Fonte: O autor.

Tabela 26 - Resultado Estratégico do Cenário 2

Equipamento	Nota do Critério
TRAFO 1	13,333
TRAFO 2	6,902
TRAFO 3	2,457
TRAFO 4	11,666
TRAFO 5	11,666
TRAFO 6	7,222
TRAFO 7	7,222
TRAFO 8	0

Fonte: O autor.

Tabela 27 - Resultado Financeiro do Cenário 2

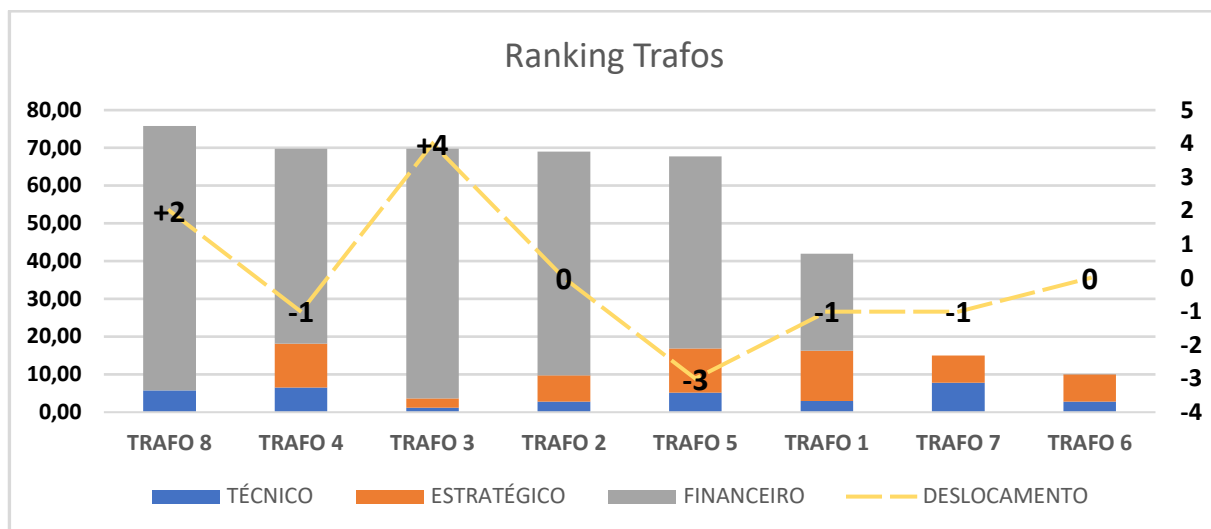
Equipamento	Nota do Critério
TRAFO 1	25,6503
TRAFO 2	59,3087
TRAFO 3	66,1333
TRAFO 4	51,5937
TRAFO 5	50,8536
TRAFO 6	0,0945
TRAFO 7	0
TRAFO 8	70

Fonte: O autor.

De posse desses resultados, neste cenário em que há maior peso para o critério financeiro, apresenta-se a Figura 12. Nela, observa-se evidentemente que o TRAFO 8 é o equipamento de maior prioridade devido à sua nota final. Somado a isto, analisa-se que este equipamento possui a maior nota financeira entre os outros sete equipamentos, e que este sofreu um deslocamento ascendente de duas posições neste cenário em relação ao cenário base.

Outrossim, observa-se um deslocamento descendente de uma posição do equipamento TRAFO 4, e de três posições do equipamento TRAFO 5. O equipamento de maior deslocamento neste cenário foi o TRAFO 3, que sofreu deslocamento ascendente de quatro posições, e por isso, pode-se concluir que ele é bastante sensível à variação dos pesos dos critérios utilizados.

Figura 12 - Resultado de Simulação Multicritério Cenário 2



Fonte: O autor.

### 3.4.3 Cenário 3

Neste cenário, tem-se novamente maior peso para o critério financeiro, assim como no cenário 2. Diante disso, apresenta-se os resultados de simulação na Tabela 28, Tabela 29 e Tabela 30.

Tabela 28 - Resultado Técnico do Cenário 3

Equipamento	Nota do Critério
TRAFO 1	8,900
TRAFO 2	8,435
TRAFO 3	3,501
TRAFO 4	19,494
TRAFO 5	15,553
TRAFO 6	8,432
TRAFO 7	23,368
TRAFO 8	17,358



Tabela 29 - Resultado Estratégico do Cenário 3

Equipamento	Nota do Critério
TRAFO 1	13,334
TRAFO 2	6,902
TRAFO 3	2,457
TRAFO 4	11,666
TRAFO 5	11,666
TRAFO 6	7,222
TRAFO 7	7,222
TRAFO 8	0

Fonte: O autor.

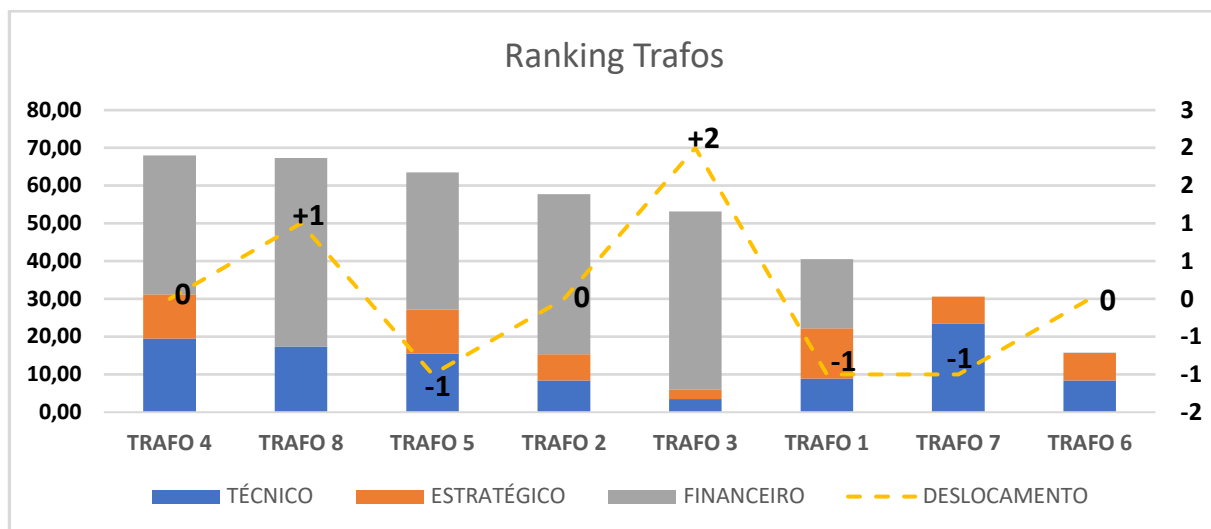
Tabela 30 - Resultado Financeiro do Cenário 3

Equipamento	Nota do Critério
TRAFO 1	18,321
TRAFO 2	42,363
TRAFO 3	47,238
TRAFO 4	36,852
TRAFO 5	36,324
TRAFO 6	0,067
TRAFO 7	0
TRAFO 8	50

Fonte: O autor.

Graficamente ao analisar a Figura 13, percebe-se que os equipamentos TRAFO 4, TRAFO 2 e TRAFO 6, têm sua posição inalterada em relação ao cenário base, e que os equipamentos TRAFO 8 e TRAFO 5, trocam de posição na ordem de prioridade, tendo respectivamente deslocamento ascendente e descendente.

Figura 13 - Resultado de Simulação Multicritério Cenário 3



Fonte: O autor.

#### 3.4.4 Cenário 4

Neste cenário considera-se apenas o critério financeiro, de acordo com a Tabela 12. Sendo assim, apresenta-se os resultados a partir da Tabela 31, que se refere ao resultado financeiro do cenário 4. Salienta-se que os resultados técnico e estratégico têm nota do critério nulo, uma vez que neste cenário o peso do critério para estes é também nulo.

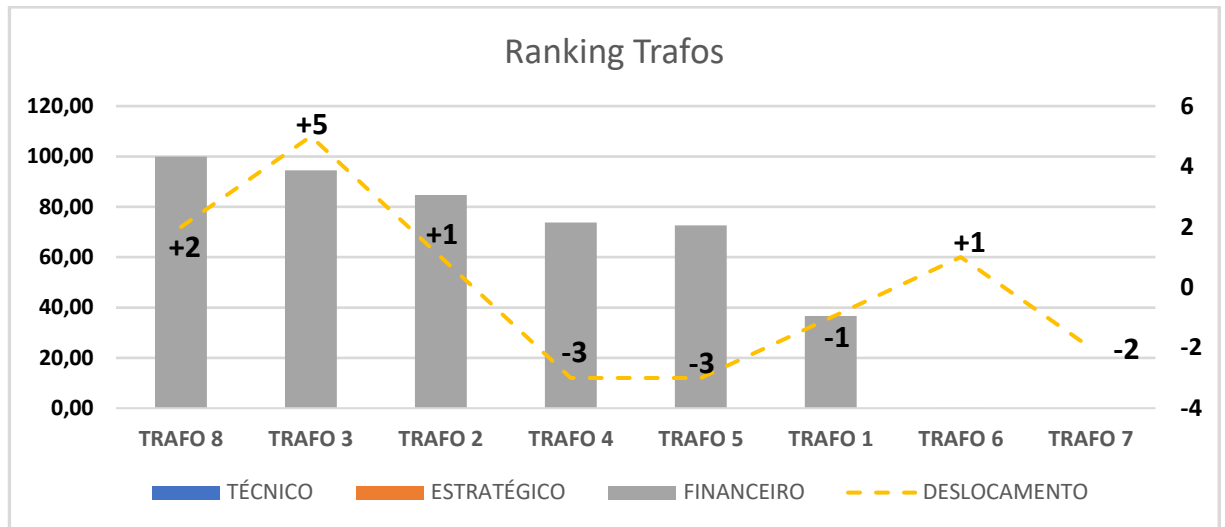
Os resultados apresentados também podem ser observados graficamente a partir da Figura 14. Na análise deste cenário, a tomada de decisão seria puramente acerca do ranqueamento decrescente das notas financeiras. Sendo assim, observa-se que o TRAFO 8 é o que possui maior agravo do ponto de vista financeiro.

Tabela 31 – Resultado Financeiro do Cenário 4

Equipamento	Nota do Critério
TRAFO 1	36,643
TRAFO 2	84,726
TRAFO 3	94,476
TRAFO 4	73,705
TRAFO 5	72,648
TRAFO 6	0,135
TRAFO 7	0
TRAFO 8	100

Fonte: O autor.

Figura 14 - Resultado de Simulação Multicritério Cenário 4



Fonte: O autor.

Outrossim, visualiza-se que neste cenário estritamente todos os equipamentos tiveram suas posições alteradas, seja por deslocamento ascendente ou descendente, quando comparados ao cenário base. Vale a pena citar também o equipamento mais sensível a estes pesos, isto é, o que possui maior deslocamento quando comparado ao cenário base, é o equipamento TRAFO 3, que sofre deslocamento ascendente de cinco posições. Além disso, os equipamentos TRAFO 6 e TRAFO 7 ficaram nas duas últimas posições deste ranqueamento.

## 4 CONCLUSÃO

A substituição de transformadores de potência é um processo moroso e de grande impacto no planejamento da Expansão e da Operação do SIN, e por essa razão, os agentes do setor elétrico devem realizar a tomada de decisão tão assertiva quanto se possa. Nesse sentido, entre os oito equipamentos analisados, entende-se que a empresa fictícia detentora dos ativos de transmissão deve ter uma métrica subsidiadora que pondere a gravidade técnica, estratégica e financeira, a fim de gerar uma lista prioritária, uma vez que nem todos poderão ser substituídos dadas restrições pertinentes ao seu processo. Dentre elas, a capacidade fabril de entrega de todos os transformadores a serem substituídos, a anuência do ONS para interrupções programadas, além de condições financeiras suficientes para realizar investimentos da ordem necessária. Além disso, mesmo que a empresa fictícia esteja disposta financeiramente a realizar a troca de todos os oito equipamentos, isto poderia ter impactos de forma a onerar o consumidor final, não contribuindo para a modicidade tarifária, que é do interesse da ANEEL.

Regulatoriamente, é sabido que existem dois tipos de contratos: os licitados e os contratos prorrogados pela Lei nº 12.783/2013. Neste trabalho, os equipamentos analisados fazem parte deste segundo caso, e por essa razão, há sinalização regulatória por parte da ANEEL para substituição, e isto é valorado em termos de WACC regulatório, o qual foi utilizado para obtenção dos resultados da seção 3.2 de análise financeira. Além disso, como já exposto anteriormente, a metodologia não considerou a parcela indenizatória (prevista pela Portaria nº120/2016) que os ativos avaliados teriam a receber de maneira parcelada agregada à receita até o ano de 2028.

Sendo assim, todas essas condições devem e são levadas em consideração na síntese do Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE), pelo poder concedente MME, para autorização da substituição dos ativos de transmissão por meio da emissão da REA.

Posto isso, ao analisar os resultados de análise financeira da seção 3.2, pode-se concluir que os equipamentos TRAFO 6 e TRAFO 7 tem indicação financeira para permanência, no entanto, o TRAFO 7 é o equipamento que possui maior agravo de sua saúde física, de acordo com os resultados de análise técnica da seção 3.1. Financeiramente, os equipamentos TRAFO 1, TRAFO 6 e TRAFO 7 têm o mesmo custo de investimento para substituição, portanto, a RAP do equipamento novo para quaisquer um destes três é a mesma, de acordo com a Tabela 17. Sendo assim, o que torna o equipamento TRAFO 1 indicado para substituição é

evidentemente seu custo existente de PV e de O&M, os quais são bem maiores que os mesmos custos dos equipamentos TRAFO 6 e TRAFO 7.

De acordo com os resultados multicritério apresentados na seção 3.4, pode-se observar, a partir da pontuação de deslocamento em amarelo nos gráficos, que o equipamento TRAFO 3 é o mais sensível às mudanças de peso de cada cenário quando comparadas ao cenário 1, referido como cenário base.

Se num cenário em que o tomador de decisão deve se empenhar a substituir oito equipamentos classificados como ATDs, mas pelas condições regulatórias, operativas e financeiras só há viabilidade de substituição de três equipamentos entre os oito, entende-se que os equipamentos TRAFO 4, TRAFO 8 e TRAFO 3 devem ter prioridade na substituição. Isto é justificado pelas privilegiadas posições (que são reflexo da Nota Final) nos resultados dos quatro cenários no que se refere aos TRAFO 4 e TRAFO 8. Além disso, justifica-se a substituição do equipamento TRAFO 3 pela posição intermediária que este assumiu nas simulações dos quatro cenários, somado ao fato deste equipamento ter sido o mais sensível na análise de sensibilidade realizada.

As consequências financeiras deste referido cenário em que há substituição dos equipamentos TRAFO 4, TRAFO 8 e TRAFO 3, é um acréscimo no fluxo de caixa geral da empresa pois estes três ativos, a nível de substituição, se mostraram financeiramente viáveis, uma vez que possuem delta VAUE positivo. No entanto, a não substituição dos ativos TRAFO 1, TRAFO 5, TRAFO 2, que possuem delta VAUE positivo, e, portanto, vantagem comparativa no que diz respeito à análise financeira, contribui para que a empresa fictícia deixe de ganhar uma determinada quantia anualmente, que é relativa ao aumento de receita que essas substituições trariam. Visto que, dos equipamentos existentes, se espera que o custo de O&M e de PV cresçam ao longo do tempo, mas a RAP destes permaneça constante, a quantia que a empresa deixa de ganhar a cada ano que se passa aumenta, se considerar-se as premissas do equipamento novo constantes (i.e., Custo de investimento, WACC etc.).

Identifica-se que este trabalho é certamente uma importante contribuição à regulação para entendimento sobre a tomada de decisão do ponto de vista corporativo, uma vez que se abordam pontos que devem ser levados em consideração pelo regulador na tentativa de aliar o interesse da empresa em substituir o ativo (que está associado à remuneração deste) ao interesse do ONS em fazer o mesmo pelas razões operativas associadas. Em suma, entende-se que o tema de substituição de transformadores é pertinente às questões sociais e políticas também, não só pelo fato da substituição permitir a adequação de instalações de maior interesse sociopolítico garantindo ampliação da confiabilidade operativa de determinada região, mas, também, por

gerar impacto tarifário a todos os consumidores, uma vez que obras de substituição descoordenadas motivadas por uma errada sinalização regulatória podem não contribuir para a modicidade tarifária, que é de responsabilidade do órgão regulador (ANEEL), a qual por essa razão deve sopesar os impactos dos incentivos e também os das penalizações.

Entende-se também que os cenários explorados pelas simulações realizadas neste trabalho foram abordados com premissas atuais no que se refere às expectativas e também condições existentes do nível dos reservatórios, do cenário de afluência, cenário de oferta e demanda de energia, cenário de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), entre outros que ao serem incorporados, devem ser abordados de maneira estocástica. Por essa razão, para trabalhos futuros, recomenda-se derivar os cenários de interesse já analisados em cenários que incluam a variação de outras premissas de natureza estocástica e de grande importância para o planejamento como as citadas acima.

## APÊNDICE A – Aplicação de VAUE em fluxo de caixa

Neste apêndice apresenta-se um fluxo de caixa genérico simples de seis parcelas que é gerado a partir das premissas da Tabela 32, e é apresentado na Tabela 33 com o objetivo de exemplificar o que foi exposto na seção 1.2.9 deste trabalho.

Tabela 32 - Premissas fictícias de investimento

$CIN$	R\$ 1.000
$WACC$	10,0%
$i_{dep}$	20,0%

Fonte: O autor, 2023

Onde  $CIN$  é o custo de investimento;  $WACC$  é o custo de capital fictício para o investimento;  $i_{dep}$  é a taxa de depreciação do investimento.

Tabela 33- Fluxo de Caixa de t parcelas

$t$	1	2	3	4	5	6
$RAP(t)$	R\$ 1.000	R\$ 1.000	R\$ 1.000	R\$ 1.000	R\$ 1.000	R\$ 1.000
$VR(t)$	R\$ 800	R\$ 600	R\$ 400	R\$ 200	R\$ 0	R\$ 0
$C(t)$	-R\$ 250	-R\$ 275	-R\$ 303	-R\$ 333	-R\$ 366	-R\$ 403
$P_t$	R\$ 750	R\$ 725	R\$ 698	R\$ 667	R\$ 634	R\$ 597

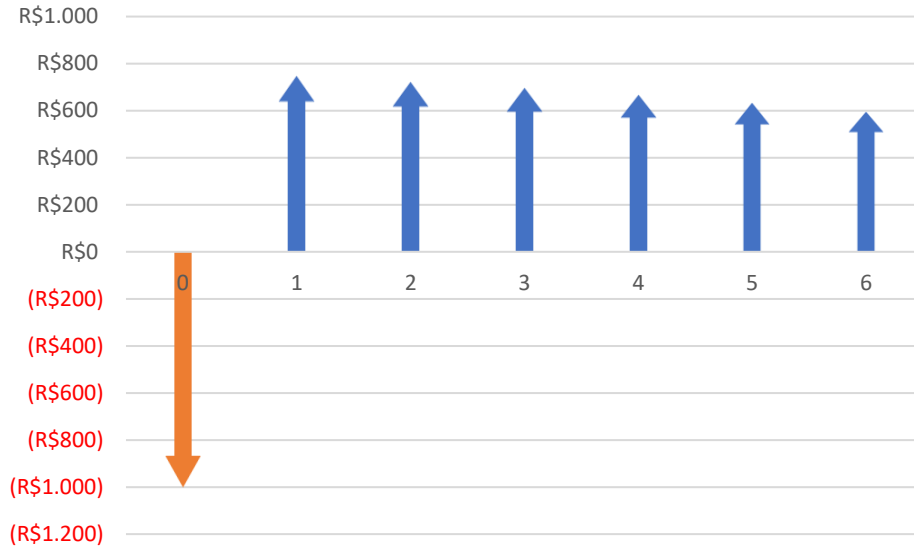
Fonte: O autor, 2023

Onde  $t$  é o ano da parcela do fluxo de caixa;  $RAP(t)$  é a receita fictícia do t-ésimo ano, que neste caso é igual ao valor do custo de investimento  $CIN$ ;  $VR(t)$  é o valor residual do ativo no t-ésimo ano;  $C(t)$  é o custo de operação e manutenção do ativo no t-ésimo ano;  $P_t$  é a parcela do fluxo de caixa no t-ésimo ano, que corresponde ao somatório completo de todas entradas e saídas do fluxo de caixa.

Vale a pena ressaltar que  $P_t$  só considera o valor residual  $VR(t)$  do ano  $t$  se o horizonte de investimento  $N$  for igual a  $t$ , pois dessa maneira, considera-se que o resgate do investimento no ano  $t$  e por isso vende-se o ativo pelo valor residual daquele ano. Nota-se que no horizonte de investimento  $N = 6$ , o ativo já está totalmente depreciado.

As parcelas apresentadas na Tabela 33 podem ser visualizadas na Figura 15.

Figura 15 - Gráfico das parcelas  $P_t$  do fluxo de caixa da Tabela 33



Fonte: O autor, 2023

Calcula-se a seguir o VPL de todas as parcelas  $P_t$  do fluxo de caixa da Tabela 33 – isto é, considerando  $N = 6$ , a partir da Equação (53).

$$VPL(i, t, N)(P_t) = -CIN + \sum_{t=1}^N \frac{P_t}{(1+i)^t} = R\$1.992,62 \quad (53)$$

Onde:

$t$  é o ano;

$P_t$  é a parcela do fluxo de caixa uniformizado do t-ésimo ano;

$i$  é o custo de capital  $WACC$ ;

$N$  é o horizonte do fluxo de caixa em anos.

Em seguida, uniformiza-se o fluxo de caixa apresentado na Tabela 33, a partir da utilização da equação de uniformização de parcelas para o horizonte de investimento  $N = 6$ . Com isso, todas as parcelas deste fluxo de caixa são uniformizadas  $P_t^u$  e tem valor igual ao VAUE do horizonte de análise, portanto  $VAUE(6)$ .

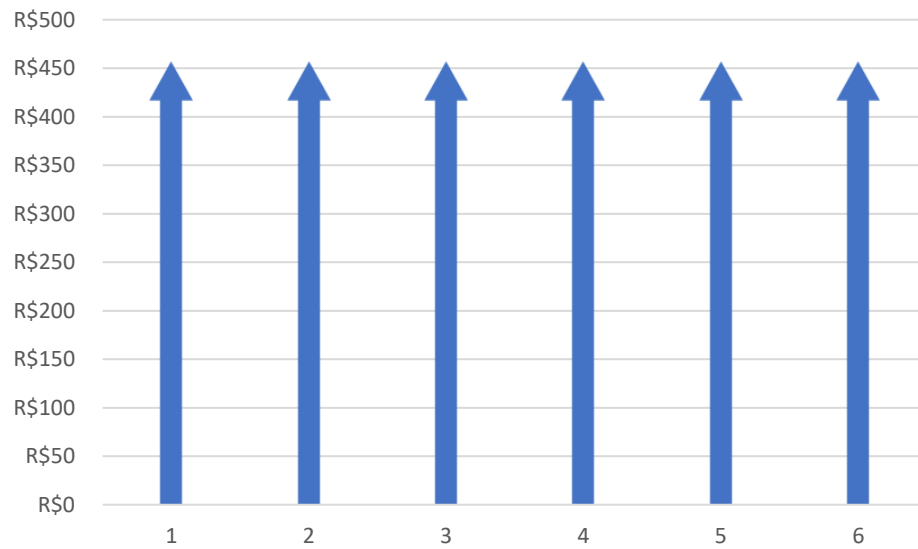


Tabela 34 - Fluxo de caixa uniformizado

$t$	1	2	3	4	5	6
$VAUE(N) = P_t^u = \frac{VPL(i, t, N)}{a(i, t)}$	R\$ 457	R\$ 457	R\$ 457	R\$ 457	R\$ 457	R\$ 457

Fonte: O autor, 2023

A Figura 16 apresenta as parcelas uniformizadas na Tabela 34.

Figura 16 - Gráfico das parcelas  $P_t^u$  do fluxo de caixa da Tabela 34

Fonte: O autor, 2023

Assim como na Equação (53), realiza-se o cálculo do VPL sobre as parcelas uniformizadas e com o horizonte igual a  $N = 6$ . Sendo assim, obtém-se o mesmo resultado da Equação (54), o que valida a teoria desta ferramenta.

$$VPL(i, t, N)(P_t^u) = \sum_{t=1}^N \frac{P_t^u}{(1+i)^t} = R\$1.992,62 \quad (54)$$

Onde,

$P_t^u$  é a parcela do fluxo de caixa uniformizado do t-ésimo ano;

## APÊNDICE B – Formação da RAP de um equipamento novo

Para um custo de investimento fictício  $CIN = R\$ 50.444.864,13$  e com as Equações apresentadas na seção 2.2.1.2.2 tem-se o fluxo de caixa apresentado na Tabela 35 para os oito primeiros anos de análise. Expõe-se que o resultado foi inteiramente dividido por 1000, e que seus valores estão descritos em reais.

Tabela 35 - Fluxo de caixa de formação da RAP em R\$

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
E&T(t)	110,0	107,8	105,7	103,6	101,4	99,3	97,1	95,0	92,8	90,7	88,5	86,4	84,2	82,1	79,9	77,8	75,6	73,5
O&M(t)	1008,9	1008,9	1008,9	1008,9	1008,9	1008,9	1008,9	1008,9	1008,9	1008,9	1008,9	1008,9	1008,9	1008,9	1008,9	1008,9	1008,9	1008,9
QRR(t)	1441,3	1441,3	1441,3	1441,3	1441,3	1441,3	1441,3	1441,3	1441,3	1441,3	1441,3	1441,3	1441,3	1441,3	1441,3	1441,3	1441,3	1441,3
RC(t)	5296,7	5145,4	4994,0	4842,7	4691,4	4540,0	4388,7	4237,4	4086,0	3934,7	3783,4	3632,0	3480,7	3329,4	3178,0	3026,7	2875,4	2724,0
RR(t)	7746,9	7595,6	7444,2	7292,9	7141,6	6990,2	6838,9	6687,5	6536,2	6384,9	6233,5	6082,2	5930,9	5779,5	5628,2	5476,9	5325,5	5174,2
RAP(t)	7856,9	7703,4	7549,9	7396,4	7243,0	7089,5	6936,0	6782,5	6629,0	6475,5	6322,1	6168,6	6015,1	5861,6	5708,1	5554,6	5401,2	5247,7

Fonte: O autor.

## APÊNDICE C – Fluxo de caixa completo de um equipamento existente

Tabela 36 - Fluxo de caixa completo de um equipamento existente

	Ano	1	2	3	4	5	6
RAP		R\$ 1.451.144,84	R\$ 1.451.144,84	R\$ 1.451.144,84	R\$ 1.451.144,84	R\$ 1.451.144,84	R\$ 1.451.144,84
Receita Bruta		R\$ 1.451.144,84	R\$ 1.451.144,84	R\$ 1.451.144,84	R\$ 1.451.144,84	R\$ 1.451.144,84	R\$ 1.451.144,84
Deduções	(-) PIS	-R\$ 23.943,89	-R\$ 23.943,89	-R\$ 23.943,89	-R\$ 23.943,89	-R\$ 23.943,89	-R\$ 23.943,89
	(-) COFINS	-R\$ 110.287,01	-R\$ 110.287,01	-R\$ 110.287,01	-R\$ 110.287,01	-R\$ 110.287,01	-R\$ 110.287,01
Receita Líquida		R\$ 1.316.913,94	R\$ 1.316.913,94	R\$ 1.316.913,94	R\$ 1.316.913,94	R\$ 1.316.913,94	R\$ 1.316.913,94
Custos de despesas	(-) O&M e PV	-R\$ 1.122.193,26	-R\$ 1.123.257,18	-R\$ 1.124.331,73	-R\$ 1.125.417,04	-R\$ 1.126.513,19	-R\$ 1.127.620,31
	(-) RGR	-R\$ 37.729,77	-R\$ 37.729,77	-R\$ 37.729,77	-R\$ 37.729,77	-R\$ 37.729,77	-R\$ 37.729,77
	(-) ONS/CCEE	-R\$ 1.015,80	-R\$ 1.015,80	-R\$ 1.015,80	-R\$ 1.015,80	-R\$ 1.015,80	-R\$ 1.015,80
Ebitda		R\$ 155.975,12	R\$ 154.911,20	R\$ 153.836,64	R\$ 152.751,34	R\$ 151.655,18	R\$ 150.548,06
	(-) Depreciação	-	-	-	-	-	-
Ebit		R\$ 155.975,12	R\$ 154.911,20	R\$ 153.836,64	R\$ 152.751,34	R\$ 151.655,18	R\$ 150.548,06
	(-) IR + CSLL	-R\$ 53.031,54	-R\$ 52.669,81	-R\$ 52.304,46	-R\$ 51.935,45	-R\$ 51.562,76	-R\$ 51.186,34
<b>Fluxo de Caixa</b>		<b>R\$ 102.943,58</b>	<b>R\$ 102.241,39</b>	<b>R\$ 101.532,18</b>	<b>R\$ 100.815,88</b>	<b>R\$ 100.092,42</b>	<b>R\$ 99.361,72</b>

Fonte: O autor.

## APÊNDICE D – Fluxo de caixa completo de um equipamento novo

Tabela 37 - Fluxo de caixa completo de um equipamento novo

	Ano	1	2	3	4	5	6
RAP		R\$ 5.484.134,69	R\$ 5.377.002,76	R\$ 5.269.870,82	R\$ 5.162.738,89	R\$ 5.055.606,96	R\$ 4.948.475,02
Receita Bruta		R\$ 5.484.134,69	R\$ 5.377.002,76	R\$ 5.269.870,82	R\$ 5.162.738,89	R\$ 5.055.606,96	R\$ 4.948.475,02
Deduções	(-) PIS	-R\$ 90.488,22	-R\$ 88.720,55	-R\$ 86.952,87	-R\$ 85.185,19	-R\$ 83.417,51	-R\$ 81.649,84
	(-) COFINS	-R\$ 416.794,24	-R\$ 408.652,21	-R\$ 400.510,18	-R\$ 392.368,16	-R\$ 384.226,13	-R\$ 376.084,10
Receita Líquida		R\$ 4.976.852,23	R\$ 4.879.630,00	R\$ 4.782.407,77	R\$ 4.685.185,54	R\$ 4.587.963,31	R\$ 4.490.741,08
Custos de despesas	(-) O&M e PV	-R\$ 934.166,76	-R\$ 934.166,76	-R\$ 934.166,76	-R\$ 934.166,76	-R\$ 934.166,76	-R\$ 934.166,76
	(-) RGR	-R\$ 142.587,50	-R\$ 139.802,07	-R\$ 137.016,64	-R\$ 134.231,21	-R\$ 131.445,78	-R\$ 128.660,35
	(-) ONS/CCEE	-R\$ 3.838,89	-R\$ 3.763,90	-R\$ 3.688,91	-R\$ 3.613,92	-R\$ 3.538,92	-R\$ 3.463,93
Ebitda		R\$ 3.896.259,08	R\$ 3.801.897,27	R\$ 3.707.535,46	R\$ 3.613.173,66	R\$ 3.518.811,85	R\$ 3.424.450,04
	(-) Depreciação	-R\$ 1.007.025,89	-R\$ 1.007.025,89	-R\$ 1.007.025,89	-R\$ 1.007.025,89	-R\$ 1.007.025,89	-R\$ 1.007.025,89
Ebit		R\$ 2.889.233,19	R\$ 2.794.871,38	R\$ 2.700.509,57	R\$ 2.606.147,77	R\$ 2.511.785,96	R\$ 2.417.424,15
	(-) IR + CSLL	-R\$ 982.339,28	-R\$ 950.256,27	-R\$ 918.173,25	-R\$ 886.090,24	-R\$ 854.007,23	-R\$ 821.924,21
<b>Fluxo de Caixa</b>		<b>R\$ 2.913.919,79</b>	<b>R\$ 2.851.641,00</b>	<b>R\$ 2.789.362,21</b>	<b>R\$ 2.727.083,42</b>	<b>R\$ 2.664.804,62</b>	<b>R\$ 2.602.525,83</b>

Fonte: O autor.

## ANEXO A – Determinação de peso para critérios da Matriz GUT

De acordo com (MARAMALDO, 1993), a definição dos pesos para a lista de problemas em análise deve ser feita como apresentado na Tabela 38.

Tabela 38 - Definição de pesos pela metodologia GUT para critérios

Lista de Problemas	Gravidade (G)	Urgência (U)	Tendência (T)	Prioridade G x U x T
-	O prejuízo que poderá decorrer na situação será:	Ação deverá ser tomada quando:	Se não fizer nada a situação:	Ordem de prioridade na decisão
-	Peso: 1 - Sem gravidade	Peso: 1 - Não há pressa	Peso: 1 - Não vai piorar	1
-	Peso: 3 - Pouca gravidade	3 - Pode esperar um pouco	Peso: 3 - Vai piorar a longo prazo	27
-	Peso: 6 - Grave	Peso: 6 - O mais cedo possível	Peso: 6 - Vai piorar a médio prazo	216
-	Peso: 8 - Muito Grave	Peso: 8 - Com alguma urgência	Peso: 8 - Vai piorar em pouco tempo	512
-	Peso: 10 - Extremamente grave	Peso: 10 - Ação imediata	Peso: 10 - Vai piorar rapidamente	1000

Fonte: (MARAMALDO, 1993)

## REFERÊNCIAS

A. E. B. Abu-Elanien, M. M. A. Salama and R. Bartnikas, "A Techno-Economic Method for Replacing Transformers," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, no. 2, pp. 817-829, April 2011, doi: 10.1109/TPWRD.2010.2091289.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Atualização da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital. Nota Técnica nº 015/2022*. Brasília, DF: ANEEL, 2022. Disponível em: < <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ndsp2022544.pdf> >. Acesso em: 14 set. 2023.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Resolução Normativa nº 158/2005: Estabelece a distinção entre reforços e melhorias em instalações de transmissão integrantes da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão, e dá outras providências*. Brasília, DF: ANEEL, 2005. Disponível em: < <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2005158.pdf> >. Acesso em: 14 set. 2023.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET). Submódulo 2.3: Base de Remuneração Regulatória*. Brasília, DF: ANEEL, 2022.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET). Submódulo 9.1: Concessionárias de Transmissão*. Brasília, DF: ANEEL, 2020.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Edital do Leilão nº 1/2023*. Disponível em: < [https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_transmissao/documentos/Edital\\_Leil%C3%A3o\\_1\\_2023\\_ANEEL\\_publica%C3%A7%C3%A3o.pdf](https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_transmissao/documentos/Edital_Leil%C3%A3o_1_2023_ANEEL_publica%C3%A7%C3%A3o.pdf) >. Acesso em: 10 out. 2023.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico*. Local de publicação: Brasília, DF, 2015. Disponível em: < <https://antigo.aneel.gov.br/documents/656815/14887121/MANUAL+DE+CONTROLE+PATRIMONIAL+DO+SETOR+EL%C3%89TRICO+-+MCPSE/3308b7e2-649e-4cf3-8fff-3e78ddeb98b> >. Acesso em: 14 set. 2023.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica. Módulo 4 – Prestação de Serviços*. Brasília, DF, 2021.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). *Simulador BPR*. Disponível em: < <http://bprsimulador.aneel.gov.br/> >. Acesso em: 14 set. 2023.

BECHARA, Ricardo. *Análise de Falhas de Transformadores de Potência*. 118 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010. Disponível em: [https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-16082010-163504/publico/Dissertacao\\_Ricardo\\_Bechara.pdf](https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-16082010-163504/publico/Dissertacao_Ricardo_Bechara.pdf). Acesso em: 14 out. 2023.

BLANK, Leland; TARQUIN, Anthony. *Engineering Economy*. 7. ed. São Paulo: McGraw-Hill, 2012.

COSTA, Alex Antonio. *Avaliação do índice de saúde de transformadores de potência: uma ferramenta de apoio à gestão de ativos*. 2023. 129 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2023. Disponível em: [https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/bitstream/123456789/3729/1/Dissertação\\_2023074.pdf](https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/bitstream/123456789/3729/1/Dissertação_2023074.pdf). Acesso em: 09 dez. 2023.

CHAVES, Taciana; COELHO, Thais. *O potencial da substituição de instalações de transmissão de energia*. Disponível em: <<https://epbr.com.br/o-potencial-da-substituicao-de-instalacoes-de-transmissao-de-energia/>>. Acesso em: 10 out. 2023.

CHEM, Luiz; PLATTS, Donald; XU, Shuzhen. *Furan Analysis for Liquid Power Transformers*. *Furan Analysis for Liquid Power Transformers*, IEEE Electrical Insulation Magazine, 2012. DOI 10.1109/MEI.2012.6159177. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6159177>. Acesso em: 14 out. 2023.

BRASIL. Lei nº 5.172, de 25 de outubro de 1966. *Dispõe sobre o Sistema Tributário Nacional e institui normas gerais de direito tributário aplicáveis à União, Estados e Municípios*. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 25 de out. 1966.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. *Dispõe sobre o regime de concessão de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências*. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 8 jul. 1995. Seção 1, p. 13288.

BRASIL. Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. *Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução de encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências*. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 14 jan. 2013. Seção 1, p. 1.

BRASIL. Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012. *Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução de encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências*. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 12 set. 2012. Seção 1, p. 1.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. Portaria nº 120, de 26 de abril de 2016. *Estabelece as diretrizes para a realização do Leilão de Reserva, destinado à contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos de geração existentes a biomassa*. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 27 abr. 2016. Seção 1, p. 94.

FINANÇAS Corporativas: *Série Gestão Empresarial*. 11. ed. Rio de Janeiro: FGV, 2012. 160 p. ISBN 8522509700.

BRITO, Antônio Tadeu de; QUADROS, Alzete Martins; PROBST, Felipe Luis. *MODELAGEM, UTILIZANDO O MÉTODO AHP, PARA DETERMINAR A PRIORIZAÇÃO NA SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE TRANSMISSÃO COM A VIDA ÚTIL REGULAMENTAR EXAURIDA*. In: SNPTEE, XXV, 2019, Local. Belo Horizonte, MG.

Disponível em: < <https://www.bvr.com.br/snptee/xxvsnptee/public/GTM/4735.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2023.

DUPONT, Carlos Júlio. *Gp2fal: A Substituição do Gp por uma Técnica Não Invasiva para Diagnóstico de Transformadores*. [S.l.: s.n.].

MAMEDE, João. *Manual de Equipamentos Elétricos*. 4. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2013. 686 p.

MELO, Lindomar Santana de. *Método para gestão do setor de manutenção de uma usina hidroelétrica*. 2014. 74 f. Dissertação (Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica Universidade Federal de Campina Grande, 2014. Disponível em: < <http://dspace.sti.ufcg.edu.br:8080/jspui/bitstream/riufcg/20245/1/LINDOMAR%20SANTANA%20DE%20MELO%20-%20DISSERTA%C3%87%C3%83O%20PPGEE%202014.pdf>>. Acesso em: 10/12/2023.

MUNIZ, Sabrina Sousa. *Planejamento e controle da qualidade aplicada no setor de manutenção de subestação de distribuidora de energia*. 2020. 151 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Ceará, 2020. Disponível em: < [https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/56340/3/2020\\_tcc\\_ssmuniz.pdf](https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/56340/3/2020_tcc_ssmuniz.pdf)>. Acesso em: 12/10/2023.

FRONTIN, Sérgio O. *Equipamentos de Alta Tensão: Prospeção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas*. 1. ed. Distrito Federal: Goya Editora LTDA, 2013. 940 p. ISBN: 978-85-88041-09-7.

GHONEIM, Sherif S. M. et al. *The Degree of Polymerization in a Prediction Model of Insulating Paper and the Remaining Life of Power Transformers*. *Energies* (MDPI), Arábia Saudita, p. 1-15, 2021. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14030670>. Acesso em: 10 out. 2023.

GALVÃO, Alexandre et al. *Finanças corporativas: teoria e prática empresarial no Brasil*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2008. 604 p.

MARTINS, Adriana; VASSALO, Dayve; SESSA, Costabile *Análise Cromatográfica de Gases Dissolvidos Aplicada aos Óleos Vegetais Isolantes*. SNPTTEE, XX, 2009, Local. Recife, PE. Disponível em: < <https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/03/AN%C3%81LISE-CROMATOGR%C3%81FICA-DE-GASES-DISSOLVIDOS-APLICADA-AOS-%C3%93LEOS-VEGETAIS-ISOLANTES.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2023.

MARAMALDO, Dirceu. *Análise de Valores*. São Paulo: Intercultural Ltda., 1998, 208 p.

CSILLAG, João Mário. *Análise de Valor: Metodologia do Valor; Engenharia do Valor; Gerenciamento do Valor; Redução de Custos, Racionalização Administrativa*, 3ª ed., São Paulo, Atlas, 1995.



ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Instalações de Transmissão*. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/transmissao/instalacoes>>. Acesso em: 14 set. 2023.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. *ONS divulga os resultados do estudo do Planejamento da Operação para o Setor Elétrico até 2027*. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/20230102-ONS-divulga-os-resultados-do-estudo-do-Planejamento-da-Opera%C3%A7%C3%A3o-para-o-Setor-El%C3%A9trico-at%C3%A9-2027.aspx>>. Acesso em: 14 set. 2023.

PRADHAN, M. K.; RAMU, T. S. *On the estimation of elapsed life of oil-immersed power transformers*. *IEEE Transactions on Power Delivery*, [S.l.:] v. 20, n. 3, p. 1962-1969, jul. 2005. DOI: 10.1109/TPWRD.2005.848663.

SAATY, Thomas L. *Models, Methods, Concepts & Applications of the Analytic Hierarchy Process*. California: Springer, 2012.

SAATY, Thomas L. *The Analytic Hierarchy Process*. McGraw-Hill, 1980.

UNSWORTH, J.; MITCHELL, F. *Degradation of electrical insulating paper monitored with high performance liquid chromatography*. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, [S.l.:] v. 25, n. 4, p. 737-746, ago. 1990. DOI: 10.1109/14.57098.

BOWMAN, M. S. *Applied Economic Analysis for Technologists, Engineers, and Managers*. 2nd ed. Upper Saddle River, NJ: Prentice-Hall, 1999.