



Universidade Federal de Ouro Preto
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Departamento de Engenharia Elétrica



Trabalho de Conclusão de Curso

Estudo de Penalidades Aplicadas aos Agentes de Transmissão Utilizando um Algoritmo Para Cálculo de Parcela Variável

Willian Teixeira Olivio

João Monlevade, MG

2019

Willian Teixeira Olivio

**Estudo de Penalidades Aplicadas aos Agentes
de Transmissão Utilizando um Algoritmo Para
Cálculo de Parcela Variável**

Trabalho de Conclusão de curso apresentado à Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica pelo Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas da Universidade Federal de Ouro Preto.

Orientador: Prof. Felipe Eduardo Moreira Cota

Universidade Federal de Ouro Preto

João Monlevade

2019

O494e

Olivio, Willian Teixeira.

Estudo de penalidades aplicadas aos agentes de transmissão utilizando um algoritmo para cálculo de parcela variável [manuscrito] / Willian Teixeira Olivio. - 2019.

71f.: il.: color.

Orientador: Prof. MSc. Felipe Eduardo Moreira Cota.

Monografia (Graduação). Universidade Federal de Ouro Preto. Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas. Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Algoritmos . 2. Engenharia elétrica. 3. Energia elétrica - Transmissão. I. Cota, Felipe Eduardo Moreira. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU: 621.31

Catálogo: ficha.sisbin@ufop.edu.br



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO
REITORIA
INSTITUTO DE CIÊNCIAS EXATAS E APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETRICA



FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome do autor

Willian Teixeira Olívio

Título do trabalho

Estudo de Penalidades Aplicadas aos Agentes de Transmissão Utilizando um Algoritmo Para Cálculo de Parcela Variável

Membros da banca

Felipe Eduardo Moreira Cota - Mestre - UFOP

Francisco Ricardo Abrantes Couy Baracho - Doutor - UFOP

Thaís de Fátima Araújo Silva - Doutora - UFOP

Versão final

Aprovado em 09 de outubro de 2019

De acordo

Felipe Eduardo Moreira Cota

Professor (a) Orientador (a)



Documento assinado eletronicamente por **Felipe Eduardo Moreira Cota, PROFESSOR DE MAGISTERIO SUPERIOR**, em 29/01/2020, às 14:39, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://sei.ufop.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0033970** e o código CRC **18AE0E41**.

Referência: Caso responda este documento, indicar expressamente o Processo nº 23109.203655/2019-43

SEI nº 0033970

R. Diogo de Vasconcelos, 122, - Bairro Pilar Ouro Preto/MG, CEP 35400-000
Telefone: - www.ufop.br



TERMO DE RESPONSABILIDADE

O texto do trabalho de conclusão de curso intitulado “Estudo de Penalidades Aplicadas aos Agentes de Transmissão Utilizando um Algoritmo para Cálculo de Parcela Variável” é de minha inteira responsabilidade. Declaro que não há utilização indevida de texto, material fotográfico ou qualquer outro material pertencente a terceiros sem a devida citação ou consentimento dos referidos autores.

João Monlevade, 31 de outubro de 2019

William Terezo Oliveira

Nome completo do(a) aluno(a)

"Vá firme na direção das suas metas, porque o pensamento cria, o desejo atrai e a fé completa."

– Andreone Ceschim

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Relevância	1
1.2	Motivação	3
1.3	Justificativa do Trabalho	4
1.4	Objetivos	6
2	REVISÃO DE LEITURA	7
2.1	Mercado de Energia e a Parcela Variável	7
2.2	Construção e Prazo	7
2.3	Gestão de Riscos	8
3	METODOLOGIA	9
3.1	Receita Anual Permitida - RAP	9
3.2	Resolução Normativa Nº 729 de 28 de junho de 2016	9
3.3	Função de Transmissão - FT	10
3.3.1	Linha de Transmissão - LT	10
3.3.2	Transformadores - TR	11
3.3.3	Controle de Reativo - CR	12
3.3.4	Módulo Geral - MG	13
3.4	Pagamento Base - PB	15
3.5	Parcela Variável	15
3.6	Parcela Variável por Indisponibilidade - PVI	16
3.6.1	Desligamento Programado - DPR	17
3.6.2	Desligamento Não Programado	18
3.6.3	Desligamento de Urgência - DUR	18
3.6.4	Desligamento de Emergência - DEM	19
3.7	Parcela Variável por Atraso - PVA	19
3.8	Parcela Variável por Restrição Operativa - PVRO	20
3.9	Parcela Variável por Utilização de Equipamentos Reserva - PVR	22
4	MANUTENÇÃO E OPERAÇÃO DAS LT'S	25
5	DESENVOLVIMENTO DO SUPERVISÓRIO	27
5.1	Visual Studio 2019	29
5.2	Template do Supervisório	29

5.3	Algoritmo	31
5.3.1	PVI	32
5.3.2	PVRO	36
5.3.3	PVR	37
5.3.4	PVA	37
6	RESULTADOS E ANÁLISES	39
6.1	Parcela Variável por Indisponibilidade - PVI	39
6.2	Parcela Variável por Restrição Operativa - PVRO	55
6.3	Parcela Variável por Utilização de Equipamento Reserva - PVR	58
6.4	PVA	59
6.5	Casos Reais na Tomada de Decisão Utilizando o Supervisório	61
6.5.1	Merejamento de Óleo no Transformador Monofásico	61
6.5.2	Substituição do TP de 13,8kV em Linha Viva	61
6.6	Resumo dos Resultados	62
7	CONCLUSÃO E PROPOSTA DE CONTINUIDADE	64
	REFERÊNCIAS	65
8	ANEXO 1	68

Lista de ilustrações

Figura 1 – Arranjo disjuntor e meio. Fonte: Autor.	2
Figura 2 – Arranjo barra principal e transferência. Fonte: Autor.	2
Figura 3 – Fluxograma do Centro de Operação. Fonte: Autor.	6
Figura 4 – Linha de Transmissão. Fonte: (PMA, 2018)	11
Figura 5 – Transformador. Fonte: (ELÉTRICA, 2019)	12
Figura 6 – Reator de derivação. Fonte: (WEG, 2019)	13
Figura 7 – Disjuntor de média tensão. Fonte: (UNIFEI, 2012)	14
Figura 8 – Exemplo de como funciona a contabilização do tempo para PV. Fonte: Autor.	15
Figura 9 – Caso em que o tempo real é menor do que o programado junto ao ONS. Fonte: Autor.	17
Figura 10 – Caso em que o tempo real é maior do que o programado junto ao ONS. Fonte: Autor.	18
Figura 11 – Período para aplicação do Desligamento Não Programado. Fonte: Autor.	18
Figura 12 – Período para aplicação do Desligamento de Urgência. Fonte: Autor. . .	19
Figura 13 – Período para aplicação do Desligamento de Emergência. Fonte: Autor. .	19
Figura 14 – Períodos para aplicação da PVA. Fonte: Autor.	20
Figura 15 – Período para aplicação da PVRO de longa duração. Fonte: Autor. . . .	21
Figura 16 – Período para aplicação da PVRO de curta duração. Fonte: Autor. . . .	22
Figura 17 – Período para aplicação da PVR. Fonte: Autor.	23
Figura 18 – Fluxograma do algoritmo. Fonte: Autor.	28
Figura 19 – Template do Supervisório. Fonte: Autor.	30
Figura 20 – Fluxograma para tratamento dos caracteres digitados em uma caixa de texto específica. Fonte: Autor.	31
Figura 21 – Mensagem de erro para não seleção da Função de Transmissão (FT). Fonte: Autor.	32
Figura 22 – Mensagem de erro para não preenchimento do Pagamento Base (PB). Fonte: Autor.	32
Figura 23 – Fluxograma que realiza a comparação do tempo programado junto ao ONS e o tempo executado. Fonte: Autor.	33
Figura 24 – Fluxograma para PV referente a intervenção antecipada. Fonte: Autor.	33
Figura 25 – Fluxograma para PV referente a intervenção atrasada. Fonte: Autor. .	34
Figura 26 – Fluxograma para o Desligamento Não Programado. Fonte: Autor. . . .	34
Figura 27 – Fluxograma para o Desligamento de Urgência. Fonte: Autor.	35
Figura 28 – Fluxograma para o Desligamento de Emergência. Fonte: Autor.	36
Figura 29 – Fluxograma para Restrição Operativa de Longa Duração. Fonte: Autor.	36

Figura 30 – Fluxograma para Restrição Operativa de Curta Duração. Fonte: Autor.	37
Figura 31 – Fluxograma para uso da FT reserva. Fonte: Autor.	37
Figura 32 – Fluxograma para FT com atraso para entrada de operação. Fonte: Autor.	38
Figura 33 – Desligamento Programado da LT 230kV Linhares/São Mateus X TRANS- MISSÃO S.A. Fonte: Autor.	40
Figura 34 – Desligamento Programado da LT 230kV Linhares/São Mateus X TRANS- MISSÃO S.A. utilizando o supervisor. Fonte: Autor.	41
Figura 35 – Desligamento Programado com Antecipação para uma LT de 500kV utilizando o supervisor. Fonte: Autor.	43
Figura 36 – Desligamento Programado com Atraso para uma LT de 500kV utilizando o supervisor. Fonte: Autor.	45
Figura 37 – Desligamento Não Programado da LT 230kV Linhares/São Mateus X TRANSMISSÃO S.A. Fonte: Autor.	46
Figura 38 – Desligamento Não Programado da LT 230kV Linhares/São Mateus X TRANSMISSÃO S.A. com 10 minutos utilizando o supervisor. Fonte: Autor.	48
Figura 39 – Desligamento Não Programado da LT 230kV Linhares/São Mateus X TRANSMISSÃO S.A. com 300 minutos utilizando o supervisor. Fonte: Autor.	49
Figura 40 – Desligamento Não Programado da LT 230kV Linhares/São Mateus X TRANSMISSÃO S.A. com 720 minutos utilizando o supervisor. Fonte: Autor.	50
Figura 41 – Desligamento de Urgência da LT 500kV utilizando o supervisor. Fonte: Autor.	52
Figura 42 – Desligamento de Urgência do Transformador 500/230kV utilizando o supervisor. Fonte: Autor.	54
Figura 43 – Restrições Operativas da LT 230kV Linhares/São Mateus. Fonte: Autor.	55
Figura 44 – Restrição Operativa de Longa Duração da LT 230kV Linhares/São Mateus utilizando o supervisor. Fonte: Autor.	57
Figura 45 – Restrição Operativa de Curta Duração da LT 230kV Linhares/São Mateus utilizando o supervisor. Fonte: Autor.	58
Figura 46 – Uso da FT reserva com duração de 21600 minutos utilizando o supervi- sório. Fonte: Autor.	59
Figura 47 – Dados do Reator 230kV 20MVar São Mateus 2 com exemplo para atraso na sua entrada de operação. Fonte: Autor.	60
Figura 48 – Atraso na entrada de operação do Reator 230kV 20mVar São Mateus 2 utilizando o supervisor. Fonte: Autor.	60
Figura 49 – Algoritmo para tratamento dos caracteres digitados em uma caixa de texto específica. Fonte: Autor.	68

Figura 50 – Algoritmo que realiza a comparação do tempo programado junto ao ONS e o tempo executado. Fonte: Autor.	68
Figura 51 – Algoritmo para PV referente a intervenção antecipada. Fonte: Autor. . .	68
Figura 52 – Algoritmo para PV referente a intervenção atrasada. Fonte: Autor. . .	69
Figura 53 – Algoritmo para o Desligamento Não Programado. Fonte: Autor.	69
Figura 54 – Algoritmo para o Desligamento de Urgência. Fonte: Autor.	69
Figura 55 – Algoritmo para o Desligamento de Emergência. Fonte: Autor.	70
Figura 56 – Algoritmo para Restrição Operativa de Longa Duração. Fonte: Autor. .	70
Figura 57 – Algoritmo para Restrição Operativa de Curta Duração. Fonte: Autor. .	70
Figura 58 – Algoritmo para uso da FT reserva. Fonte: Autor.	70
Figura 59 – Algoritmo para FT com atraso para entrada de operação. Fonte: Autor.	71

Lista de tabelas

Tabela 1	–	Qualidade do Serviço Público de Transmissão - Junho de 2018 a maio de 2019. Fonte:(ANEEL, 2019a)	4
Tabela 2	–	Componentes das Funções de Transmissão. Fonte: (ANEEL, 2005) . . .	14
Tabela 3	–	Exemplo da composição do PB. Fonte: Autor.	15
Tabela 4	–	Fatores K_p e K_o relacionado a cada FT. Fonte: (ANEEL, 2016).	23
Tabela 5	–	Simulação para Desligamento Programado do transformador monofásico com mês de 30 dias.	61
Tabela 6	–	Simulação para Desligamento Programado do transformador monofásico com mês de 31 dias.	61
Tabela 7	–	Orçamento para equipe externa qualificada para trabalho em Linha Viva.	62
Tabela 8	–	Orçamento para o Desligamento Programado.	62
Tabela 9	–	Comparação das simulações para todas as PV com as referências externas e o supervisor.	63

Resumo

O país está em grande desenvolvimento energético e nota-se um excessivo consumo de energia, necessitando de mais geração de energia. Sendo assim, como exemplo, construção de usinas hidrelétricas e conseqüentemente mais linhas de transmissão. A Resolução Normativa N° 729 de 28 de junho de 2016 estabelece normas para a qualidade do sistema elétrico de transmissão, no que associa a disponibilidade e a capacidade operativa das instalações. Os agentes de transmissão tem o dever de garantir a qualidade de seu sistema elétrico, alimentando os consumidores sem que os deixe sem energia elétrica. Quando a indisponibilidade de energia vem ocorrer, possam vim grandes prejuízos para os consumidores, ou até mesmo arriscando a vida de pessoas em hospitais que dependem de um sistema elétrico para manterem vivas. A partir disso, a resolução traz penalidades quando ocorre a indisponibilidade dos serviços de transmissão dos agentes, ou até mesmo, quando seus próprios equipamentos nas instalações elétricas estão indisponíveis. Os agentes recebem uma RAP (Receita Anual Permitida) pela sua instalação sancionada quando adquiriu-se a instalação no leilão. A penalidade é descontada em cima dessa RAP, partindo-se como variável principal a contabilização do tempo em que a forma no qual foi realizada a intervenção ou indisponibilidade do equipamento. Cada forma de penalidade vai depender também da receita individual do equipamento, chamada de Pagamento Base (PB), no qual é o valor mensal que o equipamento recebe pela sua disponibilidade. Então, utilizando os conceitos e baseando-se nas normas da Resolução Normativa N° 729 de 28 de junho de 2016, foi desenvolvido um supervisor capaz de contabilizar as penalidades chamadas de Parcela Variável (PV), para auxiliar no planejamento de intervenções ou análises e apurações de intervenções ocorridas, utilizado pelo Centro de Operação de um agente de energia elétrica. O supervisor foi desenvolvido em linguagem Visual Basic produzido pela empresa Microsoft, que é integrante do pacote Visual Studio. O software Visual Studio permite programar em diversas linguagens de programação, como o C#, C++, entre outros. A linguagem Visual Basic foi utilizada pela sua facilidade de programação e permitir que pudesse criar uma interface para a entrada das variáveis na contabilização da Parcela Variável. Foram elaborados algoritmos para as principais penalidades da resolução, testados com exemplos obtidos em outros trabalhos e exemplos fornecidos por um agente de transmissão.

Palavras-chave: Parcela Variável, Pagamento Base, Transmissão, Resolução Normativa.

Abstract

The country is in great energy development and has excessive energy consumption, requiring more power generation. Thus, as an example, more hydroelectric plants will be built, and consequently more transmission lines. Normative Resolution N° 729 of June 28, 2016 establishes standards for the quality of the electrical transmission system, which associates the availability and operating capacity of the facilities. Transmission agents have a duty to ensure the quality of their electrical system by feeding consumers without leaving them without electricity. When power outages do occur, they could come to great harm to consumers, or even risking the lives of people in hospitals who depend on an electrical system to stay alive. From this, the resolution brings penalties when the transmission services of the agents are unavailable, or even when their own equipment in the electrical installations is unavailable. Agents receive an Annual Revenue Allowed (RAP) for their sanctioned facility when the facility was purchased at auction. The penalty is discounted on this RAP, starting as the main variable the accounting of the time in which the form in which the intervention was performed or unavailability of the equipment. Each form of penalty will also depend on the individual revenue of the equipment, called the Base Payment (PB), which is the monthly amount that the equipment receives for its availability. Then, using the concepts and based on the norms of Normative Resolution N° 729 of June 28, 2016, a supervisory was developed capable of accounting for penalties called Variable Portion (PV), to assist in the planning of interventions or analysis and verification of interventions, used by the Operation Center of an electric power agent. The supervisory was developed in Visual Basic language produced by the company Microsoft, which is part of the Visual Studio package. Visual Studio software lets you program in a variety of programming languages, such as C#, C++, and more. The Visual Basic language was used for its ease of programming and allows it to create an interface for the input of variables in variable parcel accounting. Algorithms were developed for the main resolution penalties, tested against examples obtained in other works and examples provided by a transmission agent.

Keywords: Variable Portion, Payment Basis, Transmission, Normative Resolution.

1 Introdução

1.1 Relevância

Constatado o déficit e demanda de energia em uma determinada área e região, começa o planejamento para a estruturação e construção para uma rede de transmissão de energia elétrica. O ONS constata o déficit de tensão na região e solicita a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) para realizar o estudo quantitativo do mesmo. Para sanar o déficit de energia elétrica, a EPE realiza estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, prestando serviço ao Ministério de Minas e Energia (MME) (JESUS, 2008). Depois de finalizado os estudos, a EPE repassa os resultados para o ONS. O ONS analisa os estudos e com base nos resultados, cria o leilão para agentes interessados. Esse leilão permite que os agentes realizem as contratações de concessões para prestação de serviços públicos. Nessa concessão, o agente fica responsável por construir, operar e realizar as manutenções das instalações de transmissão e das partes que compõem o lote adquirido no leilão.

No leilão, é ditada toda a configuração da linha de transmissão, principalmente, o tipo de arranjo. Por exemplo, podemos citar os seguintes arranjos (ONS, 2016):

- Arranjo disjuntor e meio e anel (Figura 1);
- Arranjos barra principal e transferência (Figura 2).

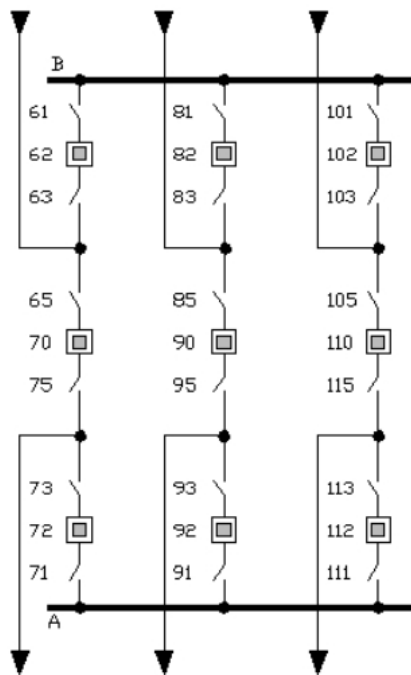


Figura 1 – Arranjo disjuntor e meio. Fonte: Autor.

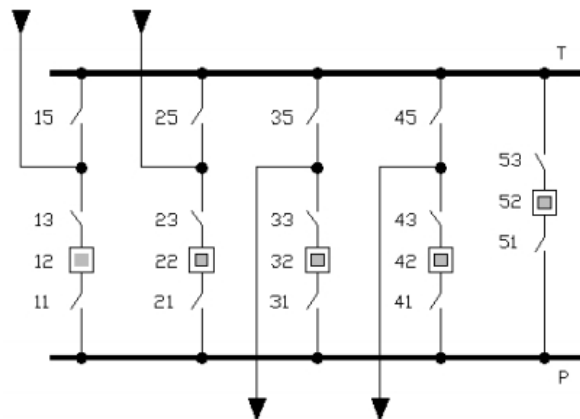


Figura 2 – Arranjo barra principal e transferência. Fonte: Autor.

O tipo de arranjo é um dos principais pontos a se notar, pelo fato de que o tipo de arranjo tem grande influência no valor do lote a ser leilado para os agentes. O lote é leilado com um valor de RAP (Receita Anual Permitida), que é o fator primordial de interesse para o agente. Será dada a concessão do lote para o agente que der o valor mais baixo, ou seja, o agente apresenta o menor valor em relação ao valor máximo da RAP, desde que a diferença entre a menor oferta e as demais seja superior a 5% (GOMES, 2012). Finalizado o leilão, o agente que adquiriu a concessão terá uma quantidade de dias específico para construir o lote e entrar em operação.

A partir do momento em que o lote entra em operação, são seguidas as normas para a prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica, com intenção

das concessionárias prestarem um ser serviço de melhor qualidade. Essas normas são estabelecidas na Resolução Normativa N° 729 de Junho de 2016, fazendo associação com a disponibilidade e à capacidade operativa das instalações sob responsabilidade das concessionárias de transmissão integrantes da Rede Básica e das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais que se conectam à Rede Básica, conforme Resolução Normativa N° 442, de 26 de julho de 2011 (ANEEL, 2016). Esse trabalho segue todas as regras da Resolução Normativa N° 729 de Junho de 2016.

A má qualidade dos serviços prestados por um agente de transmissão pode ter um grande impacto no setor elétrico. O desligamento da linha de Belo Monte que ocasionou um apagão em 13 Estados do Norte e Nordeste, foi motivado por falha técnica ocorrida na linha de transmissão da concessionária de Belo Monte Transmissora de Energia (BMTE), devido à falha em um disjuntor pertencente a uma das estruturas de transmissão (BORGES, 2018). Também, pode-se citar um fato mais grave referente a queda de energia que afetou a Unidade de Pronto Atendimento (UPA) de Inôa, ocasionando a morte de uma idosa (LSM, 2019). Sendo assim, a Resolução Normativa N° 729 rege normas e tenta penalizar os agentes de transmissão para que possam prestar serviços de qualidade, obrigando os mesmos a efetuarem planejamentos e manutenções com eficácia para que esses tipos de problemas não possam acontecer.

1.2 Motivação

Quando se trata da execução de manobras em linhas e subestações para liberação de equipamentos em quaisquer tipos de intervenções, há de se adotar estratégias para evitar possíveis penalidades baseadas na Resolução Normativa N° 729. Isso para cada minuto contabilizado durante uma intervenção, ocorrerá um reflexo negativo na receita do agente. Sendo assim, torna-se necessário a criação de um supervisor para ajudar no planejamento da intervenção na Pré-Operação, no auxílio da contabilização dos prejuízos e conferência financeira na Pós-Operação do centro de operação, quando se refere ao planejamento de intervenções do sistema de transmissão. E também, em possíveis tomadas de decisão na operação em Tempo Real quando possa ocorrer alguma eventualidade que não foi planejada durante a execução da intervenção.

A Tabela 1 mostra que de junho de 2018 a maio de 2019 a soma dos prejuízos das concessionárias em alguns métodos de penalidades da Resolução Normativa chega aproximadamente em R\$ 1.010.800.217,36 (soma dos totais das três colunas) (ANEEL, 2019a), consideravelmente um valor extremamente alto, sendo que com um supervisor para ajudar no planejamento das operações da transmissora, pode ajudar na redução desses custos.

Tabela 1 – Qualidade do Serviço Público de Transmissão - Junho de 2018 a maio de 2019.
Fonte:(ANEEL, 2019a)

Concessionárias	Parcela Variável descontada (R\$)	Atraso de Entrada em Operação (R\$)	PV - Atraso (R\$)
NÃO LICITADAS	-944.838,33	0,00	-944.838,33
NÃO LICITADAS PRORROGADAS	-279.872.526,50	-1.601.706,75	-281.474.233,25
LICITADAS	-201.873.661,76	-19.554.088,52	-221.427.750,28
INTERLIGAÇÕES INTERNACIONAIS	-1.553.286,83	0,00	-1.553.286,83
TOTAL	-484.244.313,41	-21.155.795,27	-505.400.108,68

A AMSE (Apuração Mensal dos Serviços e Encargos de Transmissão) fica responsável por efetuar os cálculos dos valores mensais das receitas a serem pagas aos prestadores de serviço da Transmissão (Concessão de Transmissão e ONS), os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) e Setoriais a serem cobrados de cada Usuário de Rede Básica e Rede de Fronteira.

Um relatório referente ao mês de abril de 2019, com 213 concessões de transmissão e 902 usuários de serviços participantes na apuração, pagaram um valor de penalidade de R\$ 37.600.732,49, correspondente a aproximadamente 2% da receita total das instalações de transmissão (ONS, 2019b).

Sendo assim, é notável a importância da criação de um supervisor para auxiliar nos planejamentos, realizado pelos centros de operação das transmissoras, nas manobras em instalações do SIN (Sistema Interligado Nacional), com objetivo de que, com o controle destes, o tempo de indisponibilidade de um equipamento seja reduzido, e por consequência a redução das penalidade.

1.3 Justificativa do Trabalho

O SIN é uma interconexão dos sistemas elétricos existentes no Brasil, por meio de uma malha de transmissão, proporcionando que haja transferência de energia entre as diversas regiões e entre os subsistemas. Por meio disso, acaba explorando a diversidade entre os regimes hidrológicos das bacias, sendo que as conexões integram várias usinas hidrelétricas em várias regiões do país, por exemplo. Essa integração dos recursos de geração atrelada com a transmissão permite atender ao mercado com segurança e economicidade (ONS, 2019a). Mas, os agentes do sistema que operam no SIN podem ser divididos em dois grupos: São classificados como Agentes de Transmissão e Agentes de Geração, chamados de Centro de Operação da Transmissão (COT) e o Centro de Operação da Geração (COG) respectivamente. O COT responde basicamente pela supervisão, comando e execução da operação de um conjunto de instalações de transmissão que faz parte da rede de operação. O COG fica encarregado do comando e execução da operação de um conjunto de usinas de propriedade da empresa, em todo ou em parte integrante da rede de operação (ONS, 2010).

Um centro de operação é composto por algumas subdivisões aumentando mais ainda

o fluxo de trabalho, planejamento e execuções que devem ser consistidas com qualidade, justifica-se a importância da ferramenta que poderá ser utilizada nas três áreas mostrada no fluxograma da Figura 3, ou seja, no que compete a (ONS, 2010):

Pré-Operação: Auxiliará no PDO (Programa Diário de Operação), onde são processadas as solicitações de operação analisando a possibilidade de intervenções para transmissão com desligamento programado, restrição operativa, desligamento por manutenção preventiva, etc. Nas direções a serem tomadas na Operação em Tempo Teal, quando se trata do tempo nas intervenções, o supervisor irá ajudar no aperfeiçoamento das intervenções, visando reduzir o pagamento das penalidades conforme descritas na Resolução Normativa N° 729;

Tempo Real: Auxiliará na coordenação, supervisão e controle quando as intervenções estiverem sendo executadas em Tempo Real, podendo ser tomados algumas estratégias não planejadas que caibam dentro das necessidades financeiras do agente quando ocorrem manobras imprevistas. Os operadores do Tempo Real poderão ser treinados para operar o sistema utilizando a ferramenta quando necessário, com objetivo de minimizar o pagamento das penalidades ao ocorrer casos imprevistos;

Pós-Operação: Auxiliará na apuração e triagem dos dados da operação, no acompanhamento, análise e divulgação de informações e resultados, no tratamento estatístico dos resultados da operação executada na intervenção. A partir de todas as análises darem como causa as conclusões do Tempo Real, também com objetivo de minimizar o pagamento das penalidades.

A pós-operação é um importante setor da operação nesse caso, pois está em constante comunicação com o ONS, sendo que a pós-operação tem acesso aos Sistemas Integrado de Perturbações (SIPER), Apuração Mensal de Serviços e Encargos (AMSE), ao Sistema de Apuração da Transmissão (SATRA) e ao Acompanhamento de Recomendações e Providências em Andamento (SGR) (RIBEIRO, 2015). O ONS realiza as considerações em cima das intervenções ocorridas, e através desses sistemas, a pós-operação contesta ou concordar com os resultados.

O supervisor será utilizado pela pós-operação bastante atrelado com o SATRA e o AMSE, pois todas as apurações de tempo e quais tipos de intervenções foram caracterizadas pelo ONS na rede de transmissão do agente, estará disponível no SATRA e valores em reais (R\$) das penalidades estarão no AMSE, onde esse sistema transforma os tempos das intervenções em valores que serão descontados do agente de transmissão. Sendo assim, a pós-operação realizará as devidas análises e verificações financeiras com o supervisor.

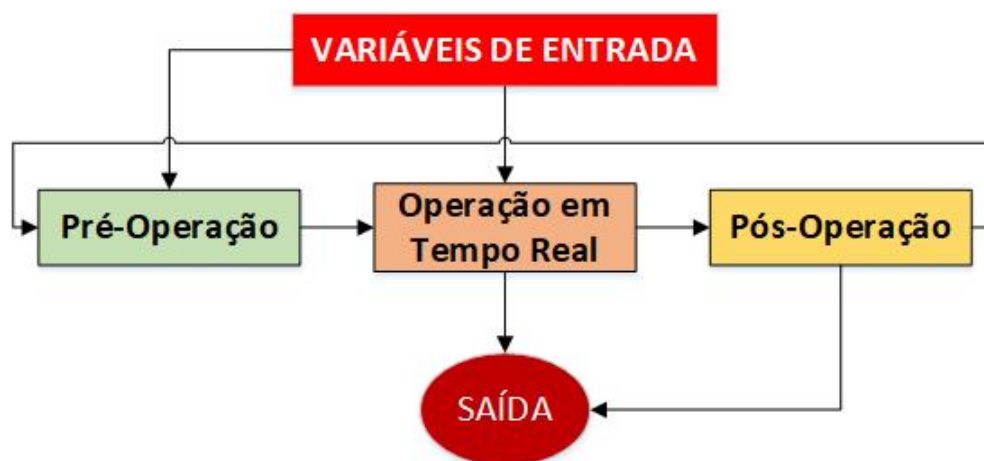


Figura 3 – Fluxograma do Centro de Operação. Fonte: Autor.

1.4 Objetivos

Este trabalho tem como finalidade o desenvolvimento de um supervisório para cálculo das penalidades sofridas pelos agentes nos serviços de transmissão, análises de casos ocorridos anteriormente para teste do algoritmo implementado, validação do supervisório e auxílio no planejamento de eventuais intervenções ocorridas por um agente de energia durante o desenvolvimento do trabalho. O supervisório foi desenvolvido utilizando o programa *Visual Studio 2019*, que permite utilizar a linguagem de programação *Visual Basic*, e que também permite o desenvolvimento e construção da interface gráfica.

2 Revisão de Leitura

2.1 Mercado de Energia e a Parcela Variável

A tarifação de energia para os consumidores cativos é composta pelo custo com a aquisição de energia elétrica, o custo com o transporte de energia até o consumidor, ou seja, distribuição e transmissão, encargos e tributos. Também a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, são dois subcomponentes que contribuem para preço montante. Elas são baseadas nos custos de operação e manutenção das redes de transmissão e distribuição. Essas tarifas são repassadas para o consumidor, ou seja, tomando como ênfase a transmissão, quando as despesas dos agentes aumentam com a operação e manutenção, as contas dos consumidores aumentam. Sendo assim, é importante que os agentes tenham todo suporte e planejamento dos seus ativos para evitar prejuízos. Neste caso, se o agente tem sua receita alterada pela Parcela Variável, por exemplo, provavelmente os consumidores começam a ser impactados com aumento da tarifação (WALVIS, 2014).

A matéria mostrada em (ABDIB, 2019) comenta que a ANEEL tomou como iniciativa para o segmento da Transmissão ao chamados “incentivos regulatórios” aos concessionários de transmissão. Essa definição é propriamente dita a Parcela Variável, que disciplina os Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST). Com isso, a ANEEL tem o objetivo de proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica cresça e se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e os que são beneficiados, partindo dos pequenos consumidores residenciais até aos grandes consumidores industriais. O mercado está em forte expansão de projetos de transmissão no ano de 2019. Com a retomada da economia, a demanda de energia está ampliando significativamente. Sendo assim, automaticamente o número de linhas de transmissão irá se ampliar. Com demanda crescente sobre os ativos dos agentes, meios de planejamento de modo geral, como o supervisor para auxílio na operação das linhas dos agentes, é necessário para ajudar a ANEEL a supervisionar, garantir uma boa qualidade de energia e redução dos custos (CASARIN, 2018).

2.2 Construção e Prazo

O atraso na construção de duas linhas de transmissão, que são responsáveis pelo escoamento de energia de Porto Velho (RO) a Araraquara (SP), é um exemplo importante, demonstra uma situação para que ocorra prejuízos muito elevados e alterações no mercado de energia (BRACIER, 2019). A falha ou falta de estrutura em determinado local, traz

prejuízos a consumidores locais. São forçados a pagar em suas contas, energia vinda de outras usinas distantes, conseqüentemente encarecendo seus valores. Também, é possível acontecer perda de empreendedores ou empreendimentos que seja no presente ou em situações futuras, que possam depender de determinado sistema de transmissão quando o mesmo está em falha ou em falta. Isso implica em prejuízos no setor econômico, prejudicando o mercado de energia.

2.3 Gestão de Riscos

Realização de estudos na gestão de risco podem gerar resultados significativos no mercado de energia elétrica brasileiro, que está sofrendo uma grade evolução continuamente. Com isso, o grau de severidade vem aumentando quando se refere ao risco de transmissão de energia elétrica para que seja entregue com qualidade ao consumidor, principalmente porque o fator risco pode trazer grande prejuízo quando se trata de grandes consumidores. Devido à mudança nos critérios de qualidade e normas regulatórias atreladas às variações dos preços no mercado, resultados de empresas de vários segmentos foram afetados de maneira severa (CABRAL, 2015).

Utilizando a Gestão de Risco como base para o planejamento dos efeitos da Parcela Variável, podem ser tomadas diretrizes para melhores práticas de operação que impactam no mercado de energia, como as seguintes:

- Implantação de softwares que ajudam na gestão de riscos nas alçadas e responsabilidades;
- Softwares para quantificar em termos de valores econômicos os efeitos dos principais fatores de risco;
- Utilizar o software no sistema de gestão de risco para mensuração e auxílio na tomadas de decisões.

O risco está presente em qualquer atividade econômica, e torna-se muito relevante no setor elétrico. A área da transmissão é um ambiente que se torna muito bom quando diminui-se riscos econômicos, quer seja dentro de uma manutenção ou até mesmo na própria operação, conseqüentemente induzindo à eficiência econômica, tanto para os agentes, como para os consumidores e órgãos regulatórios.

3 Metodologia

Novamente, vale lembrar que todo o desenvolvimento do trabalho foi baseado nas regras impostas na Resolução Normativa N° 729 de 28 de junho de 2016.

3.1 Receita Anual Permitida - RAP

De acordo com (ANEEL, 2019b), RAP é a “remuneração que as transmissoras recebem para disponibilizar o sistema ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e prestar o serviço público de transmissão aos usuários. Seu valor, para as transmissoras decorrentes de licitação, é aquele obtido como resultado do leilão de transmissão e é pago às transmissoras a partir da entrada em operação comercial de suas instalações, com revisão a cada cinco anos, nos termos dos contratos de concessão”.

Esse valor da RAP é calculado com base nos custos que os agentes da transmissora possam ter com manutenção e operação. O valor da RAP pode ser modificado quando há necessidade de melhoria. Assim a ANEEL faz os estudos e verifica que a concessão da transmissão necessita de reforços. Neste caso, a ANEEL calcula um valor adicional a RAP com o intuito de remunerar as novas instalações, baseado em uma Resolução Autorizativa (ANEEL, 2019c).

3.2 Resolução Normativa N° 729 de 28 de junho de 2016

O Art. 1° da Resolução Normativa N° 729 diz que “Art. 1° Estabelecer as disposições relativas à qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, associada à disponibilidade e à capacidade operativa das instalações sob responsabilidade de concessionária de transmissão integrantes da Rede Básica e das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais que se conectam à Rede Básica, conforme Resolução Normativa n° 442, de 26 de julho de 2011” (ANEEL, 2016).

Basicamente ela estabelece todos os possíveis casos, regras e formas de cálculos para as penalidades impostas aos agentes de transmissão, assim como seus direitos. Sendo assim, para o desenvolvimento do supervisório foram utilizadas algumas definições do Art. 2° como:

- **Função Transmissão (FT):** 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 (ANEEL, 2005);

- **Atraso na Entrada em Operação:** período de indisponibilidade compreendido entre a zero hora do dia seguinte ao estabelecido para entrada em operação comercial de uma nova Função de Transmissão – FT e o início de sua operação comercial;
- **Desligamento Programado:** indisponibilidade de FT, programada antecipadamente em conformidade com o estabelecido nos Procedimentos de Rede;
- **Intervenção de Urgência:** intervenção solicitada com antecedência inferior a 24 (vinte e quatro) horas, com relação ao horário do desligamento, ou com antecedência entre 24 (vinte e quatro) horas e 48 (quarenta e oito) horas, com relação ao horário do desligamento e sem que seja possível ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS programar as condições operativas do Sistema Interligado Nacional – SIN;
- **Intervenção de Emergência:** Desligamento manual para evitar risco de vida e/ou de dano a equipamento, quando não há tempo hábil para comunicação e providências pelo Centro de Operação;
- **Outros Desligamentos:** quaisquer indisponibilidades de FT não considerada como Desligamento Programado;
- **Pagamento Base (PB):** parcela equivalente ao duodécimo da Receita Anual Permitida (RAP), associada à plena disponibilização das instalações de transmissão que compõem uma Função Transmissão (FT) (ANEEL, 2005);
- **Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação – PVA:** parcela a ser deduzida do PB de uma FT devido a Atraso na Entrada em Operação da FT;
- **Parcela Variável por Indisponibilidade – PVI:** parcela a ser deduzida do PB de uma FT por Desligamento Programado ou Outros Desligamentos;
- **Parcela Variável por Restrição Operativa – PVRO:** parcela a ser deduzida do PB de uma FT por redução da capacidade operativa da FT.

3.3 Função de Transmissão - FT

Para a apuração das indisponibilidades pelo ONS, são consideradas as seguintes FT como mostras na Tabela 2. As funções de transmissão são equipamentos remunerados da rede de transmissão do agente. Os agentes recebem remunerações pelo tempo de disponibilidade que a FT fica no sistema, conforme o seu pagamento base do mês.

3.3.1 Linha de Transmissão - LT

Linha de transmissão pode ser definida como uma linha que tem a capacidade de transmitir energia sobre alta tensão originada de uma fonte de geração, como as usinas

hidrelétricas ou parque eólicos por exemplo. Sua formação básica é de cabos que conduzem energia elétrica sobre torres que sustentam esses cabos, atrelados a isoladores (RANGEL; KIENITZ; BRANDÃO, 2009).



Figura 4 – Linha de Transmissão. Fonte: (PMA, 2018)

3.3.2 Transformadores - TR

A estrutura básica de um transformador é de dois ou mais enrolamentos acoplados por meio de um fluxo magnético. Os enrolamentos podem ser divididos em enrolamento primário e enrolamento secundário. Quando o enrolamento primário é conectado a uma fonte de tensão alternada, por consequência surgirá um fluxo alternado cuja amplitude dependerá da tensão aplicada no primário, da frequência da tensão e do número de espiras. Esse fluxo estabelece um enlace com o enrolamento secundário, induzindo neste uma tensão que dependerá do número de espiras do secundário, consequentemente a magnitude do fluxo comum e da frequência (UMANS, 2014).

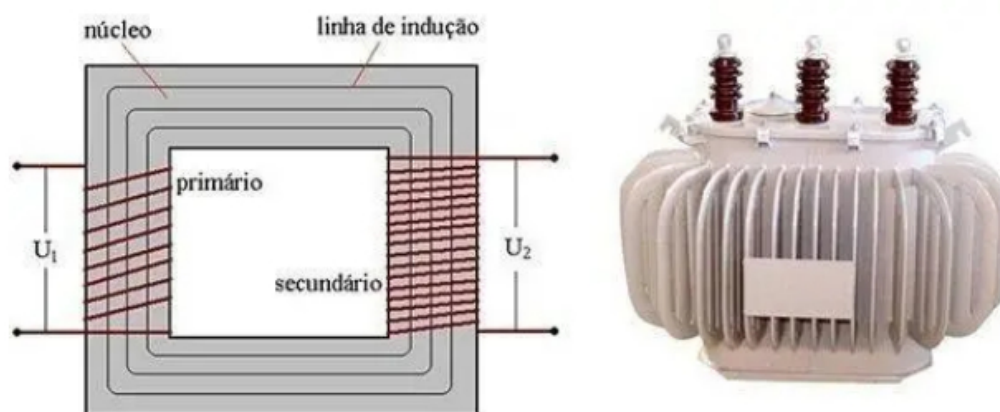


Figura 5 – Transformador. Fonte: (ELÉTRICA, 2019)

3.3.3 Controle de Reativo - CR

Controle de Reativo normalmente são equipamentos que são conectados ao terciário de transformadores de potência em sistemas com tensão até 245kV, podendo ser conectados diretamente nas linhas de transmissão, cujo objetivo é compensar a potência reativa capacitiva gerada por essas linhas sob carga leve ou cabos subterrâneos. É um equipamento essencial no sistema de transmissão, pois ele faz com que se possa manter um equilíbrio de energia reativa aceitável dentro dos limites permitidos. Quando o sistema está sob carga leve, ocorre um efeito capacitivo nas linhas (Efeito Ferranti) e o equilíbrio de potência é positivo, o sistema é compensado de forma indutiva para reduzir o excesso de tensão. Quando o sistema está sob carga pesada, ocorre o efeito indutivo nas linhas e o equilíbrio de potência é negativo, o sistema é compensado de forma capacitiva ajudando no acréscimo de tensão (JÚNIOR, 2012).

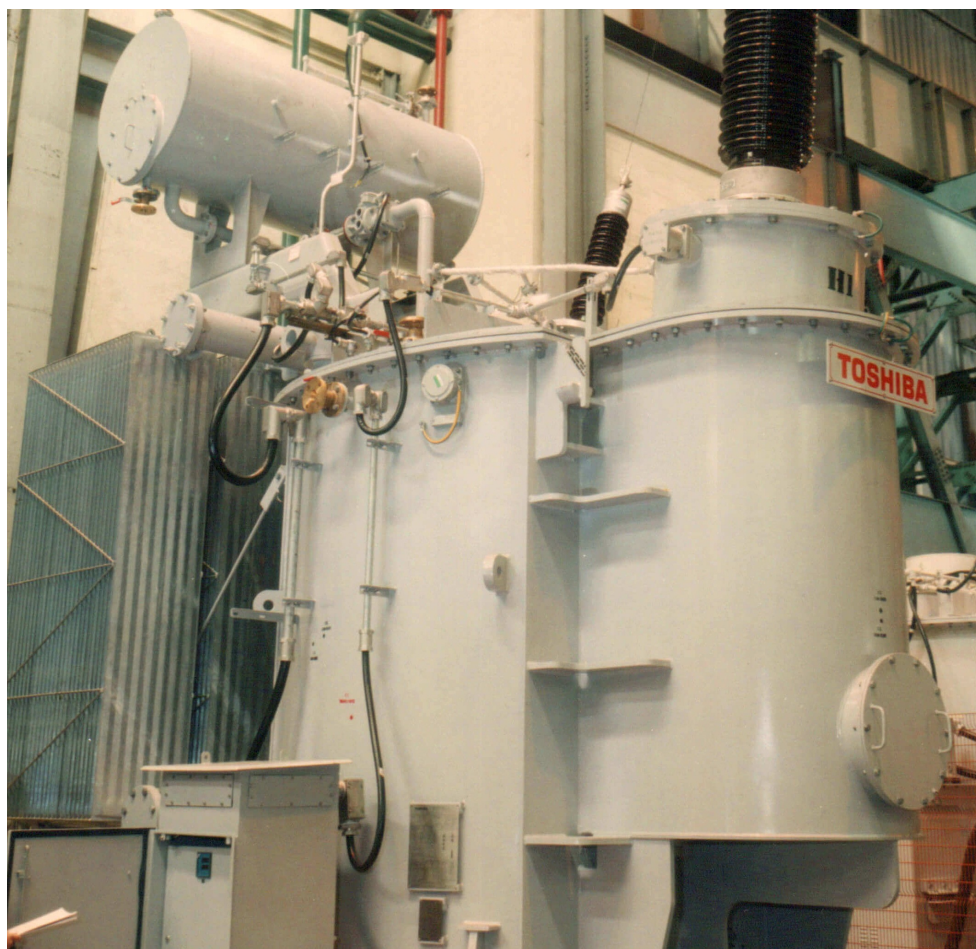


Figura 6 – Reator de derivação. Fonte: (WEG, 2019)

3.3.4 Módulo Geral - MG

O Art. 2º da Resolução Normativa N° 506 de 4 de setembro de 2012 define Módulo Geral como “módulo de infraestrutura geral: conjunto de equipamentos, materiais e serviços de infraestrutura comuns à subestação, tais como terreno, cercas, terraplenagem, drenagem, grama, embritamento, pavimentação, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, abastecimento de água, redes de esgoto, malha de terra e cabos para-raios, canaletas principais, edificações, serviço auxiliar, área industrial e caixa separadora de óleo” (ANEEL, 2012). A Figura 7 representa um equipamento caracterizado como módulo geral que recebe um pagamento base, por exemplo.



Figura 7 – Disjuntor de média tensão. Fonte: (UNIFEI, 2012)

Tabela 2 – Componentes das Funções de Transmissão. Fonte: (ANEEL, 2005)

FT- FUNÇÃO TRANSMISSÃO	O EQUIPAMENTO PRINCIPAL	EQUIPAMENTOS COMPLEMENTARES
LT-LINHA DE TRANSMISSÃO	Linha de Transmissão	Equipamentos das entradas de LT, Reator em derivação, equipamento de compensação série, não manobráveis sob tensão a ela conectados e aqueles associados ao equipamento principal.
TR-TRANSFORMAÇÃO	Transformador de potência e conversor de frequência	Equipamentos de conexão, limitadores de corrente e de aterramento de neutro, reguladores de tensão e defasadores, e demais equipamentos associados ao equipamento principal.
CR- CONTROLE DE REATIVO	Reator em derivação e compensador série manobráveis sob tensão, banco de capacitor, compensador síncrono e compensador estático.	Equipamentos de conexão e transformador de potência e aqueles associados ao equipamento principal.
MG- MÓDULO GERAL	Malha de aterramento, terreno, sistemas de telecomunicações, supervisão e controle comuns ao empreendimento, cerca, terraplenagem, drenagem, grama, embritamento, arruamento, iluminação do pátio, proteção contra incêndio, sistema de abastecimento de água, esgoto, canaletas, acessos, edificações, serviços auxiliares, área industrial, sistema de ar comprimido comum às funções, transformador de aterramento e de potencial e reator de barra não manobrável sob tensão, e equipamentos de interligação de barra e barramentos.	Equipamentos de conexão e aqueles associados ao equipamento principal.

3.4 Pagamento Base - PB

O valor da RAP é dividido em 12 parcelas recebe o nome de Pagamento Base (PB), que é recebido mensalmente. Para cada FT que compõe o sistema (Tabela 3), a mesma recebe uma porcentagem do montante do PB (Equação 3.1). Por exemplo:

RAP do sistema: R\$120.000.000,00

$$PB = RAP/12 = 10.000.000,00 \quad (3.1)$$

Tabela 3 – Exemplo da composição do PB. Fonte: Autor.

FT	Remuneração da FT por mês (PB)
LT 230 kV	4.000.000,00
TF 230 kV	4.000.000,00
DJ 230 kV	2.000.000,00
Total	10.000.000,00

3.5 Parcela Variável

É de extrema importância entender como os tempos são computados durante as operações dos desligamentos. Isso quer dizer que são registrados todos os eventos de mudança de estado operativo nas FT das demais instalações de transmissão. Também é importante a Operação em Tempo Real do agente ter posse de todos os tempos no momento em que executa cada passo na intervenção de um desligamento programado ou de um desligamento de urgência, por exemplo. Isso dá autonomia para pós-operação analisar e confrontar com os valores cedidos pelo ONS posteriormente, caso não sejam coerentes.

No desligamento/religamento de uma FT para intervenção (programada ou de urgência), ou decorrente de emergência ou desligamento automático, independentemente do desligamento ser passível ou não de PVI, são registrados os seguintes eventos de mudança de Estado Operativo (RANGEL; KIENITZ; BRANDÃO, 2009). A Figura 8 mostra como é computado a temporização:

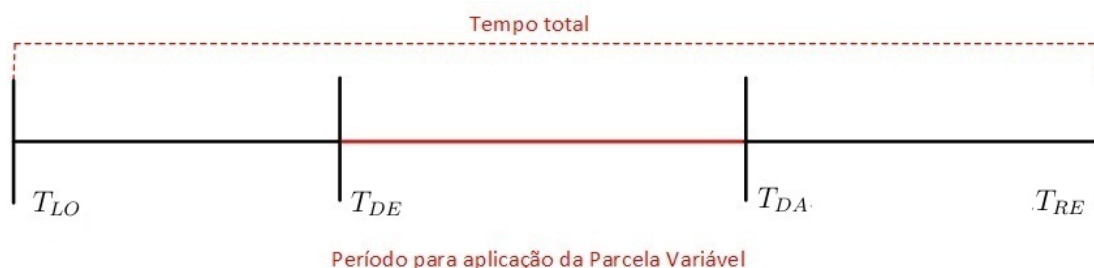


Figura 8 – Exemplo de como funciona a contabilização do tempo para PV. Fonte: Autor.

- Liberação pelo ONS = t_{LO} – data e hora em que o ONS autoriza o Agente, por contato telefônico, para que este efetue as manobras de desligamento da FT;
- Desligamento efetivo = T_{DE} – data e hora de desligamento da FT;
- Disponibilização pelo Agente = T_{DA} – data e hora em que o Agente comunica a disponibilização da FT ao ONS, por contato telefônico;
- Religamento efetivo = T_{RE} – data e hora em que a FT é reintegrada ao sistema elétrico.

Sendo assim, para cômputo da PV será considerado apenas o tempo que a FT encontra-se indisponível, ou seja, o tempo que está compreendido entre Desligamento Efetivo (T_{DE}) e o tempo de Disponibilização pelo Agente (T_{DA})

3.6 Parcela Variável por Indisponibilidade - PVI

Quando aplicável, a PVI representa a quantificação financeira em cima do montante total que será descontado do PB de uma FT, devido aos desligamentos ocorridos quando a FT está indisponível no sistema. A PVI pode ser calcular através do somatório de acordo com a Equação 3.2 (ANEEL, 2016).

$$PVI = \frac{PB}{24.60.D} \cdot (K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (K_o \cdot PAOD_j)) \quad (3.2)$$

Sendo:

- **D:** Número de dias no mês da ocorrência;
- **24.60.D:** Número de minutos no mês da ocorrência;
- **PB:** Pagamento Base da FT relativo ao mês de início da ocorrência do evento;
- **PADPi:** Período Associado a Desligamento Programado i, em minutos;
- **PAODj:** Período Associado a Outro Desligamento j, em minutos;
- **Kp:** Fator multiplicador para Desligamento Programado (Tabela 4);
- **Ko:** Fator multiplicador para Outro Desligamentos (Tabela 4), sendo que esse fator será reduzido para Kp após 300 minutos;
- **NP:** Número de Desligamentos Programados da FT ocorrido ao longo do mês;
- **NO:** Número de Outros Desligamentos da FT ocorrido ao longo do mês.

3.6.1 Desligamento Programado - DPR

No caso da PVI, podem ser divididos em dois subtipos de desligamentos quando se refere ao Desligamento Programado:

Quando a duração da intervenção for menor do que o período programado: Quando a duração do Desligamento Programado for menor do que o período estabelecido junto ao ONS, a PVI para o período entre o retorno à disponibilidade e o final do período programado será calculada sobre 20% (vinte por cento) do período programado junto ao ONS e não utilizado (ANEEL, 2016). A Figura 9 exemplifica esse caso, sendo que, a PVI final é o valor computado do tempo utilização mais o valor computado do tempo não utilizado.

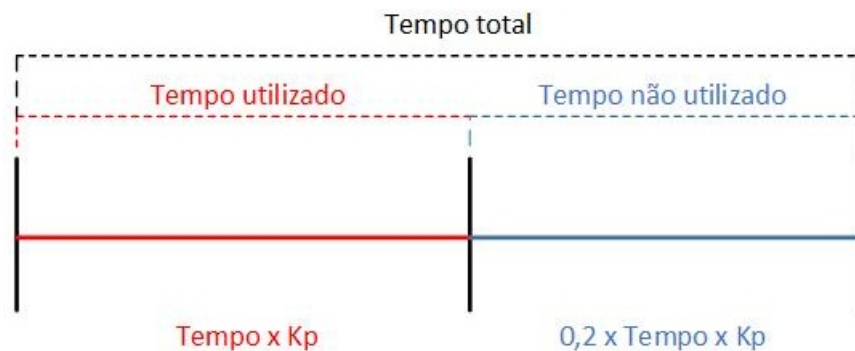


Figura 9 – Caso em que o tempo real é menor do que o programado junto ao ONS. Fonte: Autor.

Quando a duração da intervenção for maior do que o período programado: Quando, por responsabilidade da concessionária de transmissão, a duração do Desligamento Programado de uma FT for superior ao período estabelecido junto ao ONS, o período de atraso será classificado como Outros Desligamentos, utilizando-se o fator K_p multiplicado por 1,5 (um e meio) nos primeiros 30 minutos de atraso e o fator K_p multiplicado por 5 (cinco) no período subsequente, não devendo ser considerado no cômputo do Padrão de Frequência de Outros Desligamentos (ANEEL, 2016). A Figura 10 exemplifica esse caso, sendo que, a PVI final é o valor computado do tempo programado, mais o tempo excedido, mais o tempo excedido acima de 30 de minutos.



Figura 10 – Caso em que o tempo real é maior do que o programado junto ao ONS. Fonte: Autor.

3.6.2 Desligamento Não Programado

São desligamentos que não foram programados junto ao ONS. Esse desligamento leva em consideração o fator multiplicativo K_o , sendo que, o tempo excessivo a 300 minutos passa a ser multiplicado pelo fator K_p , com objetivo de dar uma aliviada na PV a ser descontada da FT. A Figura 11 exemplifica esse caso, sendo que, a PVI final é o valor computado do tempo até 300 minutos, mais o valor do tempo computado quando excedido a 300 minutos.

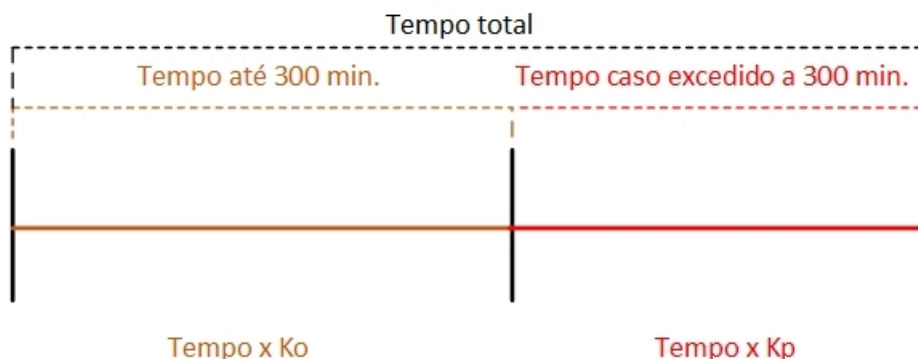


Figura 11 – Período para aplicação do Desligamento Não Programado. Fonte: Autor.

3.6.3 Desligamento de Urgência - DUR

O Desligamento de Urgência é definido no Art. 2º no Item V da Resolução Normativa N° 729. É um desligamento cadastrado sem que o ONS tenha tempo de planejar o desligamento no sistema, sendo classificado como Outros Desligamentos. Sendo assim, o desligamento de FT para Intervenção de Urgência será classificado como Outros Desligamentos, utilizando-se o fator K_o igual a 50 (cinquenta) (ANEEL, 2016).

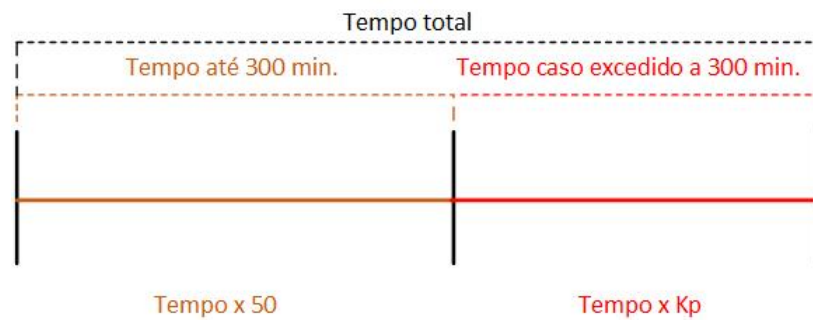


Figura 12 – Período para aplicação do Desligamento de Urgência. Fonte: Autor.

3.6.4 Desligamento de Emergência - DEM

O Desligamento de Emergência acontece quando o agente realiza o desligamento manual ou automático da FT sem cadastramento no sistema, por motivo de preservar a integridade do equipamento por alguma necessidade fora do esperado, quando acontece algum defeito ou risco de vida por exemplo. Sendo assim, o tempo será multiplicado pelo fato K_o igual a 150. A Figura 13 exemplifica esse caso, sendo que, o valor final da PVI é o valor computado do tempo até 300 minutos, mais o valor computado do tempo excedido a 300 minutos.

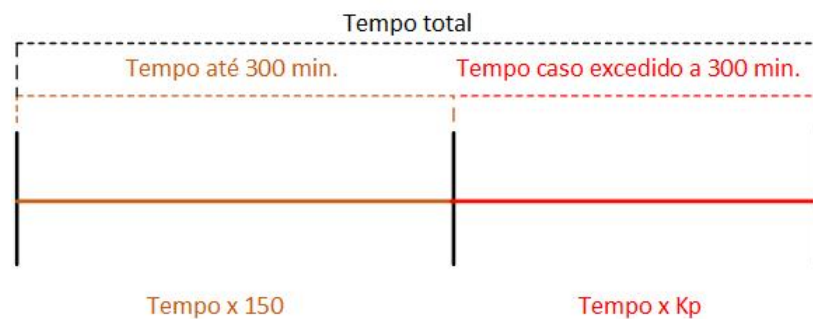


Figura 13 – Período para aplicação do Desligamento de Emergência. Fonte: Autor.

3.7 Parcela Variável por Atraso - PVA

A partir de quando é dada a concessão para o agente, ele tem uma quantidade de dias para construir o sistema elétrico. Caso ocorra atraso de entrada na operação, o agente é penalizado com a PVA através da seguinte forma (ANEEL, 2016):

- o período de atraso será limitado em 90 (noventa) dias para efeito de descontos;
- o valor por dia de atraso nos primeiros 60 (sessenta) dias corresponderá a 25% (vinte e cinco por cento) do valor “pro rata-dia” do PB da FT;

- o valor por dia de atraso entre o 61º (sexagésimo primeiro) dia e o 90º (nonagésimo) dia corresponderá ao valor “pro rata-dia” do PB da FT.

A Figura 14 exemplifica esse caso, sendo que, o valor final da PVA é o valor computado na quantidade de dias atrasados até 60 dias, mais o valor computado na quantidade de dias entre 60 e 90 dias. Após 90 dias de atraso, outras diretrizes são tomadas com decisão da ANEEL.

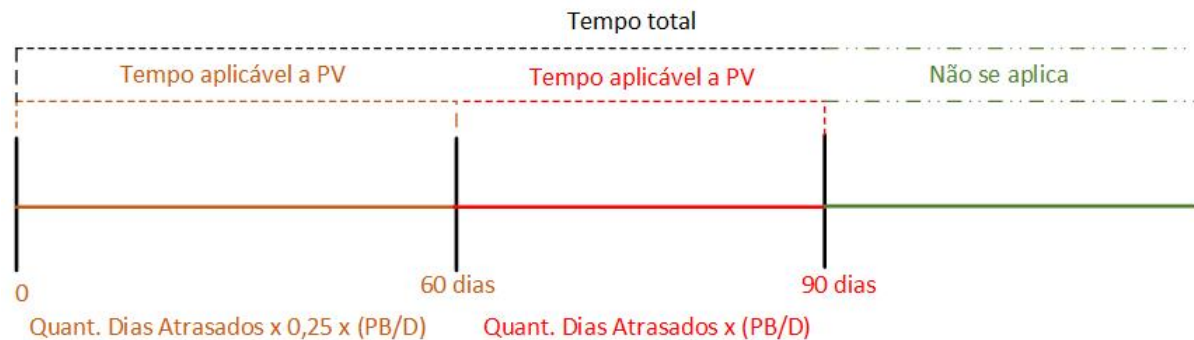


Figura 14 – Períodos para aplicação da PVA. Fonte: Autor.

3.8 Parcela Variável por Restrição Operativa - PVRO

O agente também é penalizado por restringir a capacidade operativa de sua FT por motivo maior. A redução da capacidade operativa de longa duração ou de curta duração de uma FT é estabelecida através do valor contratado no projeto. Segundo a Resolução Normativa Nº 191 de 19 de dezembro de 2005, essa penalidade é aplicada nos seguintes casos:

- Capacidade Operativa de Longa Duração da LT: O valor é especificado no projeto em termos da corrente de linha de transmissão (LT) em condições normais de operação, em conformidade com a norma técnica ABNT NBR-5422, de fevereiro de 1985;
- Capacidade Operativa de Curta Duração de LT: É a corrente que a linha pode transportar em condições de emergência, em conformidade com a norma técnica NBR-5422, de fevereiro de 1985;
- Capacidade Operativa de Longa Duração de TR: Corresponde ao ciclo de carregamento de um transformador de potência (TR) em condições normais de operação, em conformidade com a Norma Técnica ABNT NBR-5416, de julho de 1997;
- Capacidade Operativa de Curta Duração de TR: Corresponde ao ciclo de carregamento de um transformador de potência em condições de emergência, em conformidade com a Norma Técnica ABNT NBR-5416, de julho de 1997;

- Capacidade Operativa de CR: É o valor nominal da corrente estabelecida no projeto de um equipamento de controle de reativo.

O valor da PVRO será calculado de acordo com a Equação 3.3:

$$PVRO = \frac{PB}{24.60.D} \cdot \left(\sum_{i=1}^{NRL} (ROL_i \cdot DROL_i) + \sum_{c=1}^{NRC} (ROC_c \cdot DROC_c) \right) \quad (3.3)$$

Na qual,

- D: Número de dias no mês da ocorrência;
- 24.60.D: Número de minutos no mês da ocorrência;
- PB: Pagamento Base da FT relativo ao mês de início da ocorrência do evento;
- ROL: Redução proporcional da capacidade operativa de longa duração;
- ROC: Redução proporcional da capacidade operativa de curta duração;
- DROL: Duração, em minutos, de uma restrição operativa de longa duração que ocorreu durante o mês para a FT submetida à restrição;
- DROC: Duração, em minutos, de uma restrição operativa de curta duração que ocorreu durante o mês para a FT submetida à restrição;
- NRL: Número de restrições operativas de longa duração ao longo do mês;
- NRC: Número de restrições operativas de curta duração ao longo do mês.

As Figuras 15 e 16 exemplificam esse caso:

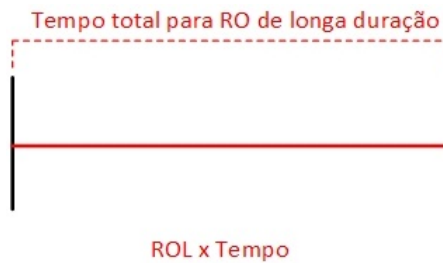


Figura 15 – Período para aplicação da PVRO de longa duração. Fonte: Autor.

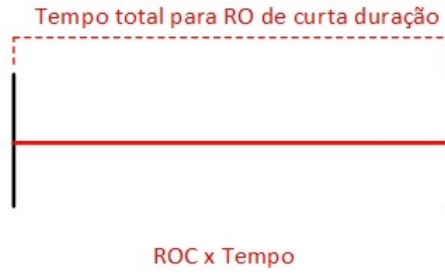


Figura 16 – Período para aplicação da PVRO de curta duração. Fonte: Autor.

3.9 Parcela Variável por Utilização de Equipamentos Reserva - PVR

Neste caso, por manutenção ou algum outro motivo obrigatório, a utilização de um equipamento reserva em substituição a uma FT que ficou indisponível ou até mesmo a própria indisponibilidade do equipamento reserva, será passível da PVR, ou seja, um equipamento reserva que é remunerado deixará de receber a sua PB. No Art. 5º de (ANEEL, 2016) diz que:

Em lugar da aplicação da PVI, será descontada parcela da Receita Anual Permitida – RAP:

- de equipamento substituído por equipamento reserva remunerado considerando o período em que o equipamento substituído não estiver sendo utilizado para manter em operação uma FT, devendo, neste caso, não ser aplicado desconto na parcela da RAP do equipamento reserva remunerado; e
- de equipamento reserva remunerado considerando o período em que estiver indisponível.

A PVR pode ser calculada pela Equação 3.4:

$$PVR = \frac{PB}{24.60.D} \cdot \sum_{i=1}^{NUR} DUR_i \quad (3.4)$$

- D: Número de dias no mês da ocorrência;
- 24.60.D: Número de minutos no mês da ocorrência;
- PB: Pagamento Base da FT relativo ao mês de início da ocorrência do evento;
- NUR: Número de eventos apurados de utilização de um determinado equipamento reserva contratado;
- DUR: Período de operação do equipamento reserva contratado, em minutos.

A Figura 17 ilustra como se computa a PVR.

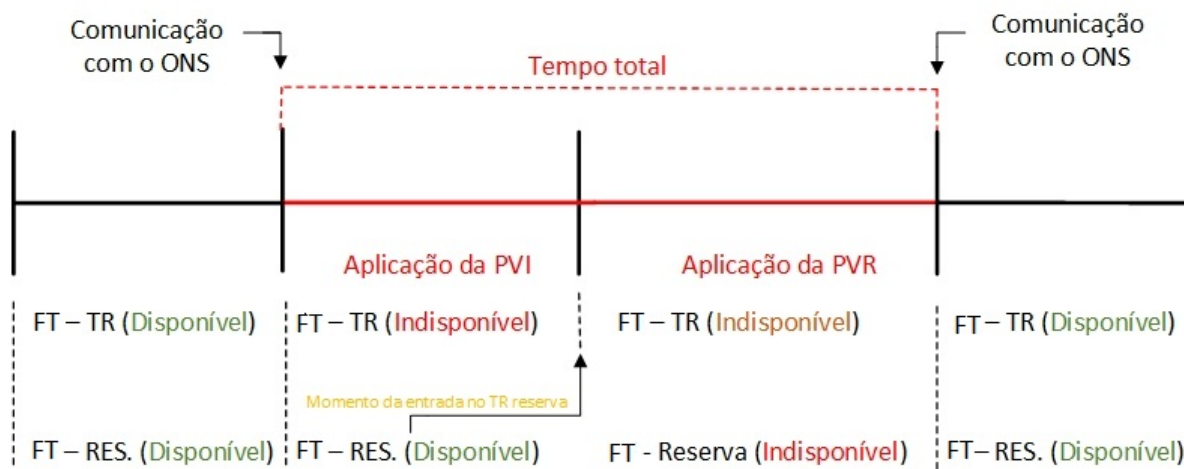


Figura 17 – Período para aplicação da PVR. Fonte: Autor.

Caso ocorra uma situação em que o equipamento reserva esteja sendo removido para utilização em outra subestação, por exemplo, também é contado como indisponibilidade para o ONS e é aplicado a PVA.

Tabela 4 – Fatores Kp e Ko relacionado a cada FT. Fonte: (ANEEL, 2016).

FT	Família de FT		Fator Ko	Fator Kp
MG	(*)		150	10
LT	<= 5km (*)		150	10
	>5 km e <=50km (*)			
	>50 km - 230 kV			
	345 kV			
	440 kV			
	500 kV			
	750 kV			
	Cabo Isolado (*)		50	2,5
TR	Trifásico (*)		50	5,0
	=<345 kV		150	10
	>345 kV			
CR	REA	<= 345 kV	150	10
		>345 kV		
	CRE	(*)	150	7,5
	CSI	(*)	50	2,5
	BC	(*)	100	5,0
	CSE	(*)	150	7,5

Legenda:

LT - Linha de Transmissão

TR - Transformação

CR - Controle de Reativo

REA - Reator

CRE - Compensador Estático

CSI - Compensador Síncrono

BC - Banco de Capacitor

CSE - Compensação Série

Kp - Fator multiplicador para Desligamento Programado

Ko - Fator multiplicador para Outros Desligamentos

MG - Módulo Geral

(*) - Qualquer nível de tensão

4 Manutenção e Operação das LT's

Para o setor de transmissão, a manutenção tem como objetivos principais evitar e reduzir os riscos de determinados equipamentos, para que não ocorra a sua indisponibilidade. O mantenedor precisa intervir nos equipamentos, o que gera algum certo tipo de custo ou que possa vir ocasionar a indisponibilidade no processo. Se for detectada a necessidade de manutenção, seu adiamento pode levar a consequências que limitam a integridade do equipamento, como desgastes ou a vida útil. Por outro lado, ao aceitar realizar a manutenção, obrigatoriamente terá algum custo na execução.

Aspectos regulatórios através de fatores econômicos com objetivos de aumentar a disponibilidade do serviço de transmissão (ANEEL, 2016), através de:

- Aprimoramento das técnicas e logísticas de manutenção;
- Otimização das periodicidades das manutenções, das durações e frequências dos desligamentos;
- Redução do tempo de retorno à operação;
- Aproveitamento de desligamentos.

Através desses fatores comentados, é necessário um bom plano de manutenção atrelado com um excelente planejamento nas intervenções. Com isso, o supervisor ajuda a aprimorar a gestão da operação e manutenção das FT do agente. O supervisor ajuda a elaborar os planos adequados de intervenção, pode ajudar os operadores do centro de operação em tempo real a tomar uma decisão eficaz durante uma intervenção para evitar uma penalidade excessiva ou até mesmo no treinamento das equipes envolvidas, ou seja, esse software pode ser valioso no gerenciamento de importantes tomadas de decisão para amenizar os possíveis impactos na Parcela Variável.

O planejamento antecipado de uma intervenção para manutenção com o supervisor, ajuda o agente a ter ciência dos riscos e dos fatores econômicos. Por exemplo, ao efetuar a intervenção em bay's de linha, durante o processo da indisponibilidade de um TP, pode-se disponibilizar não apenas o bay, mas também a própria LT (HOMOBONO, 2018). Sendo assim, é possível prever com o supervisor o somatório dos encargos financeiros ocasionados pela PV baseado no tempo previsto para intervenção. Por outro lado, o agente pode adotar uma estratégia e calcular a PV antecipada com uso dos equipamentos reserva, ou seja, prevendo uma manutenção que vá trazer indisponibilidade em um banco de transformadores monofásicos, a unidade monofásica reserva substitui a fase defeituosa,

reduzindo o tempo da indisponibilidade da FT, automaticamente minimizando a PV, que cessa a partir da ligação da unidade reserva (AQUINO, 2018).

Os agentes quando realizam manutenções em instalações energizadas, têm optado em realizar as mesmas com desligamentos programados ao invés de realizar a manutenção em linha viva (SILVA et al., 2016). Através do supervisório é possível avaliar e calcular os encargos financeiros que a PV possa trazer no caso em que a realização da atividade em linha viva tenha efeitos não planejados, como o desligamento imprevisto de FT atreladas no serviço. O trabalho em linha viva, não é passível da aplicação da PV, porém, se ocorrer o desligamento durante a manutenção sem a programação junto ao ONS, o trabalho em andamento será classificado como Desligamento Não Programado, com um fator multiplicativo K_o igual a 150.

Sendo assim, o supervisório irá auxiliar o plano de manutenção através dos principais aspectos:

- Custos das ações de manutenção preventiva e corretiva;
- Custo de indisponibilidade por manutenção preventiva e corretiva;
- Planejamento de manutenção preventiva e corretiva.

No Item 6.5, descreve-se-á dois exemplos em que o supervisório foi eficaz na tomada de decisão para intervenção no empreendimento de um agente de transmissão.

5 Desenvolvimento do Supervisório

Neste capítulo, serão ser mostradas partes importantes para o desenvolvimento do supervisório, como o software de programação e algoritmos para os tipos de Parcela Variável utilizado. Foram realizados vários teste individuais em cada parte para que se pudesse ter a certeza da confiabilidade dos resultados gerados.

A Figura 18 mostra basicamente a estrutura da programação.

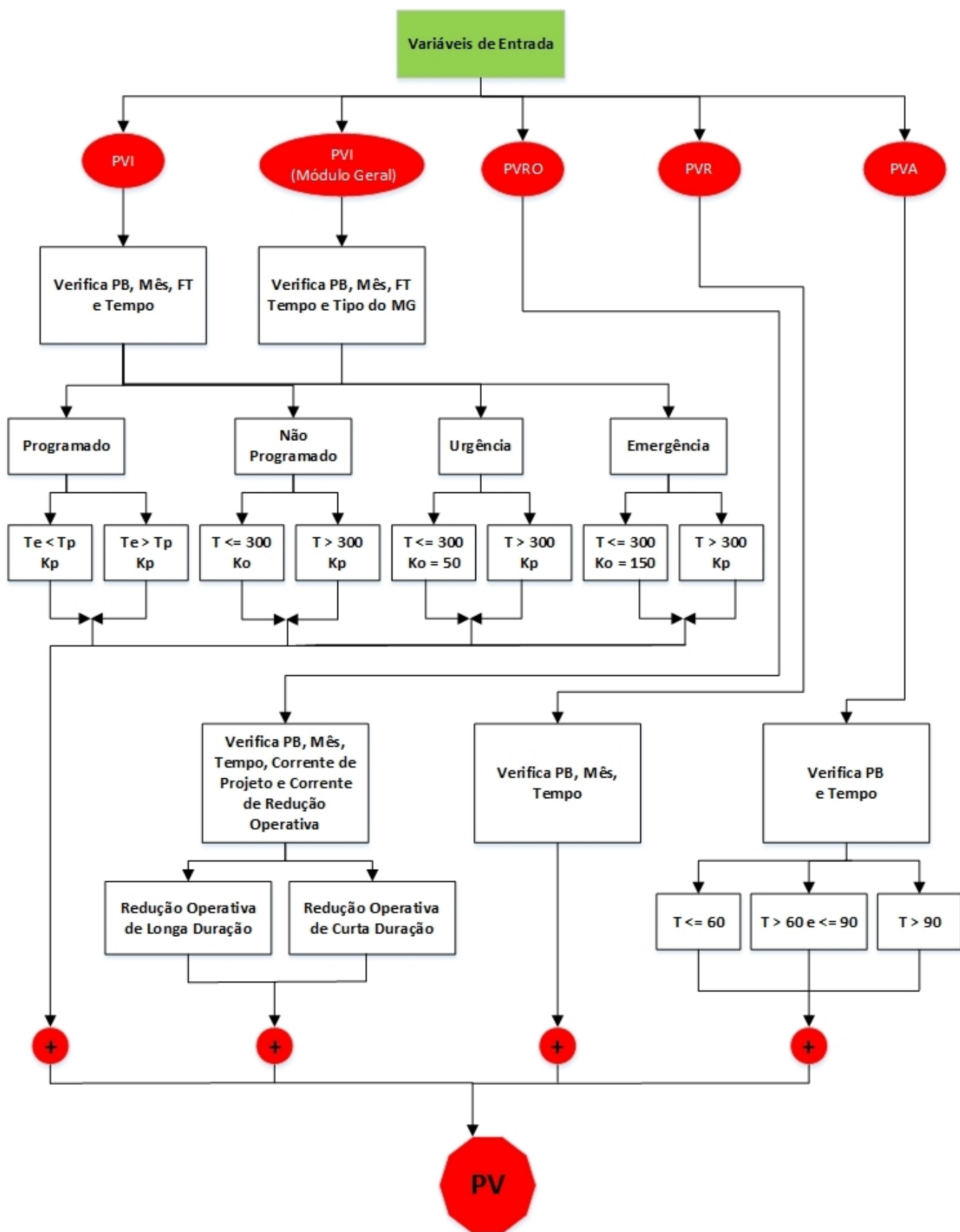


Figura 18 – Fluxograma do algoritmo. Fonte: Autor.

5.1 Visual Studio 2019

Para desenvolver o supervisório, foi utilizado o programa da Microsoft Visual Studio 2019, cujo objetivo principal é possibilitar o desenvolvimento de software voltado ao .NET Framework e as linguagens como o C#, F#, C++ e o Visual Basic como foi utilizado neste trabalho. Optou-se por usar esse programa pelo fato da facilidade em sua programação, poder programar nas mais diversas linguagens e poder construir interfaces com facilidade.

O desenvolvimento do supervisório foi baseado em Windows, utilizando o Windows Forms, pois ele permite exibir dados, manipular a entrada do usuário, utilização de caixa de diálogo, exibição de informação para os usuários, botões de opção, caixa de texto, entre outros. Resumindo, o Windows Forms possibilita que o usuário faça ações em seu programa; sendo assim, é gerado um evento e o programa reage a essas ações usando o código feito pelo desenvolvedor e os processa.

5.2 Template do Supervisório

A Figura 19 ilustra o template do supervisório com seus campos para preenchimento das variáveis de entrada. Para que possa ser executado o cálculo da PV, é necessário o preenchimento e seleção de acordo com o tipo de PV. Na demarcação “1” é mostrado as possíveis FT de acordo com o Resolução Normativa Nº 729. Foram colocados os *Radio Button* para que possa ser feito a seleção da FT, pois cada FT tem um valor de K_p ou K_o diferente a ser utilizado dependendo do tipo de desligamento. Na demarcação “2” é possível selecionar o mês de ocorrência para que possa atribuir os valores de 28, 29, 30 ou 31 na variável “D” das fórmulas das PV. Na demarcação “3” o usuário insere o valor da PB da FT selecionada na demarcação “1”. Na demarcação “4” é possível preencher os tempos para cálculo da PVI com os diferentes tipos de desligamentos, sendo que, um subcaso especial é colocado na demarcação “4.1” para o cálculo da PVI referente ao Módulo Geral, o qual possui algumas restrições a mais dependendo do tipo de arranjo e equipamento, que deve ser selecionado no *Radio Button* dentro o próprio item. Na demarcação “5” é possível preencher as correntes e o tempo dependendo da Restrição Operativa desejada. Na demarcação “6” deve ser preenchida a quantidade de dias para cálculo de atraso da entrada de uma FT. Na demarcação “7” deve ser preenchido o tempo para o caso em que é utilizado um equipamento reserva. Quando as variáveis de entrada são preenchidas corretamente, é gerado o valor de desconto dentro dos respectivos campos de acordo com a PV de interesse a ser calculada. É importante dizer que para o caso da PVI, quando são preenchidos os tempos para mais de um tipo de desligamento, o resultado final é a soma das contabilizações no mês de todos os desligamentos preenchidos para a mesma FT selecionada.

[illegible]

Figura 19 – Template do Supervisorio. Fonte: Autor.

5.3 Algoritmo

É importante lembrar que todos os algoritmos elaborados foram retirados da Resolução Normativa N° 729, sendo auxiliados com os submódulos 15.6 e 15.12 dos Procedimentos de Rede do ONS. O algoritmo foi tratado para alguns possíveis casos que possam vir a levar ao erro quando compilado, por exemplo, o supervisório só permite a entrada de uma vírgula e somente números nas caixas de texto, sem que qualquer outro tipo de caractere possa ser digitado na caixa de texto, como ilustra o fluxograma da Figura 20. O algoritmo analisa quais as entradas digitadas e selecionadas para calcular o tipo de PV que o usuário deseja. Caso o usuário peça para calcular uma PV com alguma entrada ou seleção errada, irá mostrar uma mensagem especificando o erro ou o caminho a ser adotado para o cálculo da determinada PV, como mostram as Figuras 21 e 22. Somente será calculado a PV se todas as variáveis de entrada necessárias foram colocadas pelo usuário para a PV desejada.

Abaixo será explicado de forma sucinta cada algoritmo para as PV.

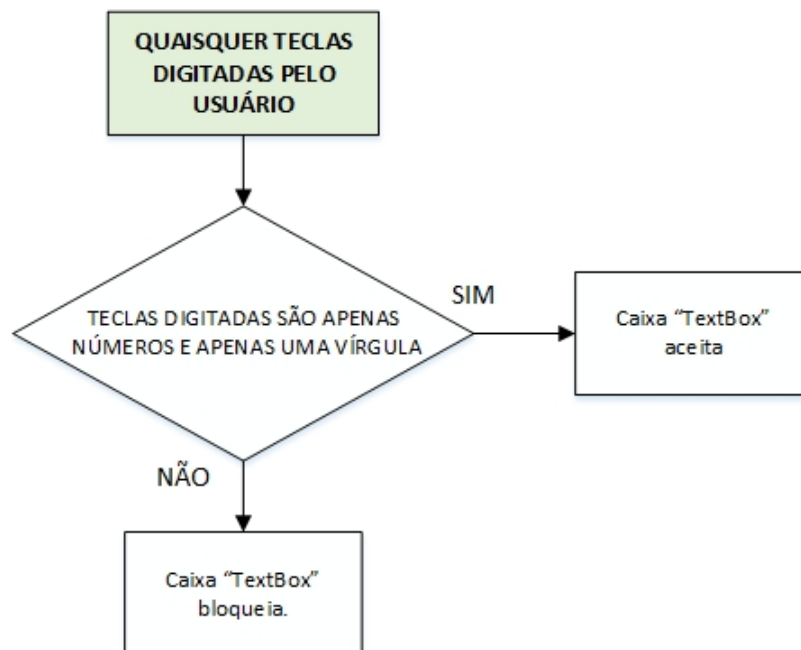


Figura 20 – Fluxograma para tratamento dos caracteres digitados em uma caixa de texto específica. Fonte: Autor.

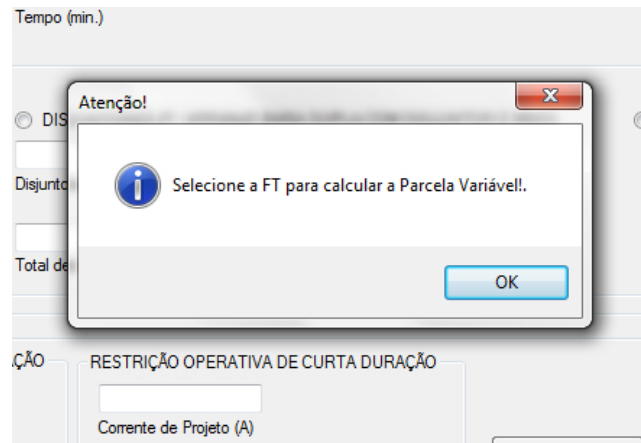


Figura 21 – Mensagem de erro para não seleção da Função de Transmissão (FT). Fonte: Autor.

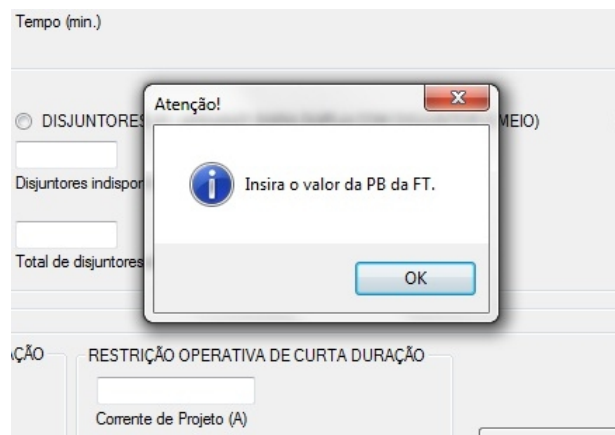


Figura 22 – Mensagem de erro para não preenchimento do Pagamento Base (PB). Fonte: Autor.

5.3.1 PVI

Para o cálculo da PVI, foram subdivididos em quatro tipos de desligamentos:

- Desligamento Programado

No caso do Desligamento Programado, o algoritmo primeiramente faz a comparação do tempo programado pelo agente junto ao ONS com o tempo em que foi executada a intervenção da FT, como mostra a Figura 23. Quando o tempo executado é menor ou igual do que o tempo programado, as variáveis entram na função como ilustra o fluxograma mostrado na Figura 24. Quando o tempo é maior do que o programado junto ao ONS, as variáveis entram na função como ilustra o fluxograma mostrado na Figura 25. O algoritmo tem a inteligência de determinar em qual quadrante se encaixa o desligamento programado

e contabilizar a PV de acordo com o tempo executado utilizando o fator multiplicativo K_p . Os respectivos algoritmos em linha de código encontram-se no Anexo 1.

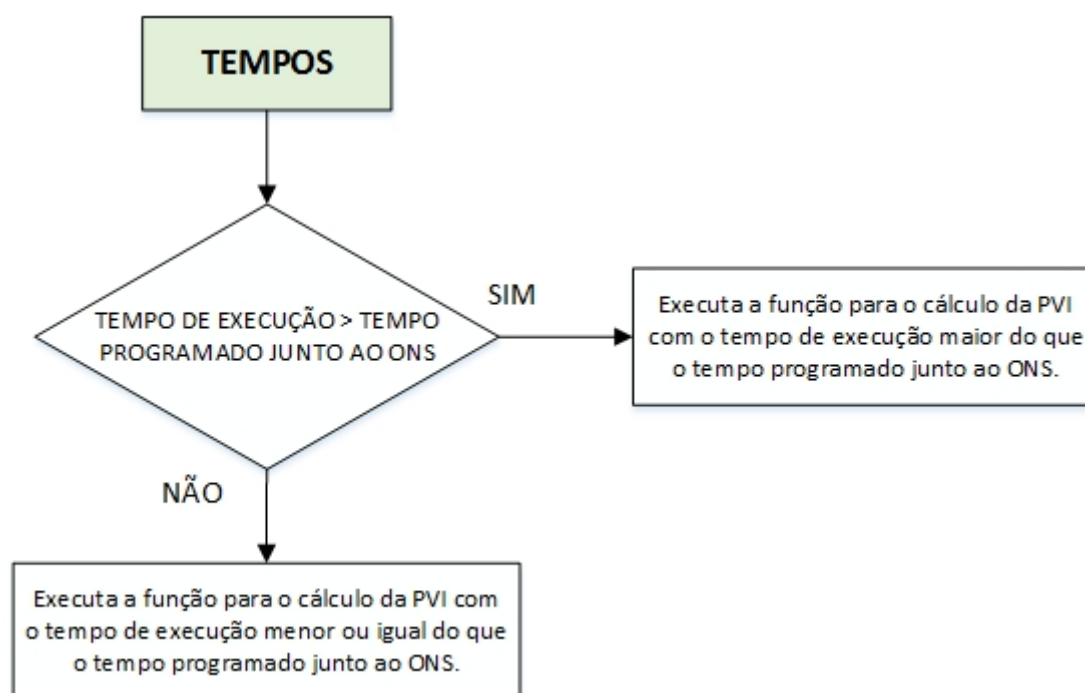


Figura 23 – Fluxograma que realiza a comparação do tempo programado junto ao ONS e o tempo executado. Fonte: Autor.

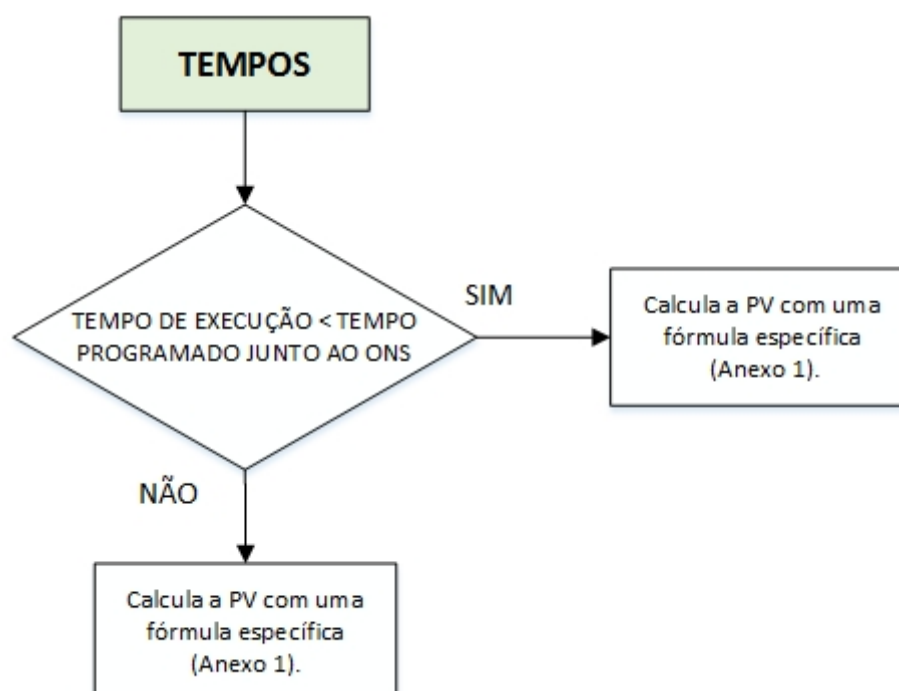


Figura 24 – Fluxograma para PV referente a intervenção antecipada. Fonte: Autor.

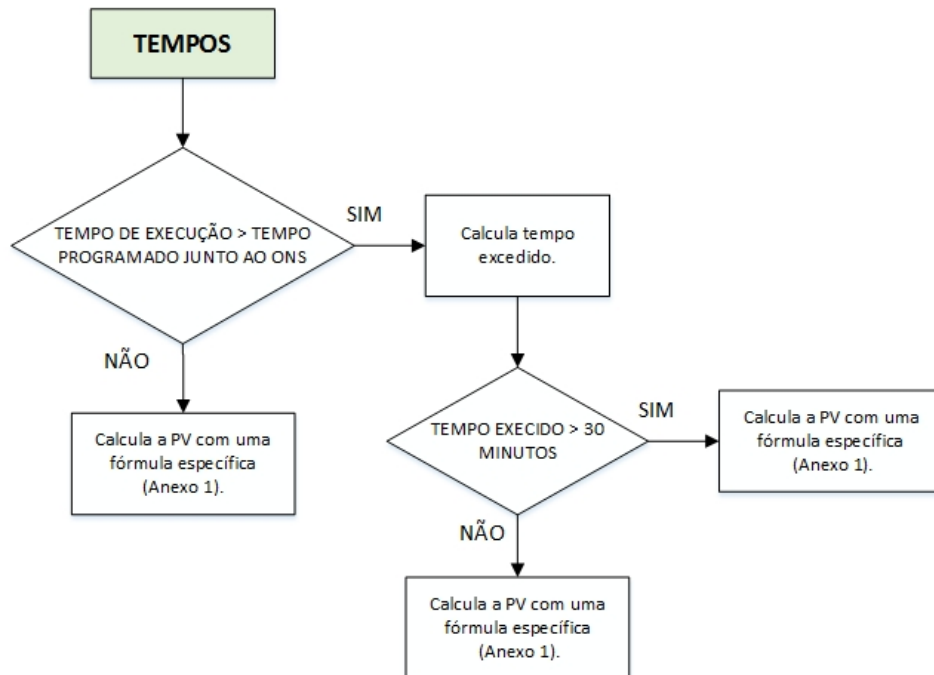


Figura 25 – Fluxograma para PV referente a intervenção atrasada. Fonte: Autor.

- Desligamento Não Programado

No caso do Desligamento Não Programado, o algoritmo primeiramente verifica se o tempo é maior que 300 minutos ou não. Utiliza-se o fator multiplicativo K_o da FT pelo fato de ser caracterizado como Outros Desligamentos, sendo que, a partir de 300 minutos o fator K_o é alterado para o fator K_p com intuito de amenizar a penalidade, como é ilustrado no fluxograma da Figura 26. O respectivo algoritmo em linha de código encontra-se no Anexo 1.

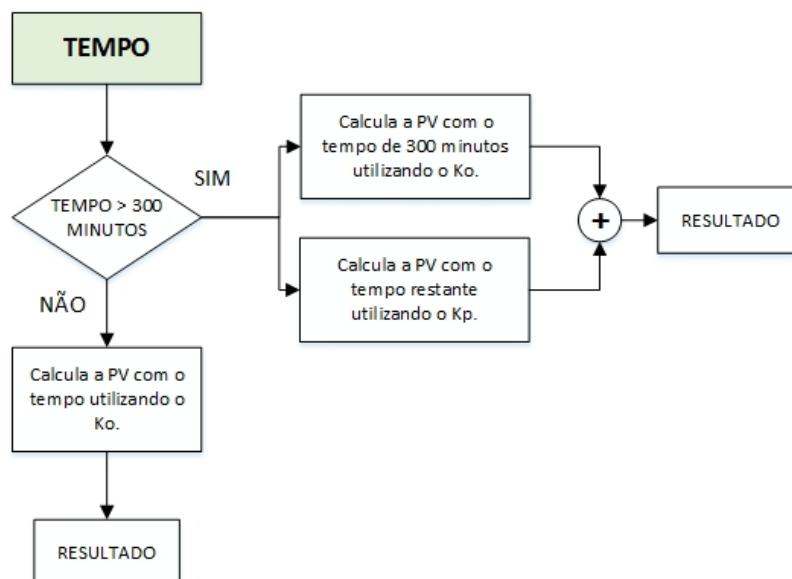


Figura 26 – Fluxograma para o Desligamento Não Programado. Fonte: Autor.

- Desligamento de Urgência

No caso do Desligamento de Urgência é atribuído ao fator multiplicativo K_o o valor igual a 50, sendo também caracterizado como Outros Desligamentos, e é alterado para k_p depois dos 300 minutos, como é ilustrado no fluxograma da Figura 27. Esse valor do fator K_o atribuído a 50 incentiva a concessionária a priorizar a manutenção programada. O respectivo algoritmo em linha de código encontra-se no Anexo 1.

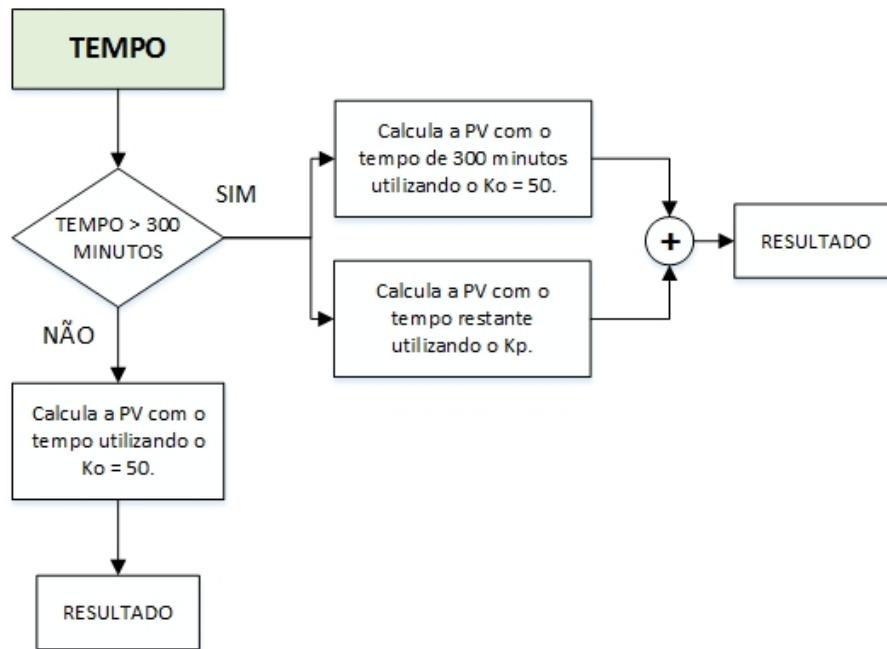


Figura 27 – Fluxograma para o Desligamento de Urgência. Fonte: Autor.

- Desligamento de Emergência

No caso do Desligamento de Emergência é atribuído ao fator multiplicativo K_o o valor igual a 150, sendo também caracterizado como Outros Desligamentos, e é alterado para k_p depois dos 300 minutos como ilustra o fluxograma da Figura 28. Esse fato ocorre, por exemplo, quando está sendo realizada alguma manutenção e por eventual situação, uma FT ou algum outro equipamento explode e necessita-se de realizar um Desligamento de Emergência para preservar a integridade do determinado equipamento ou uma vida. O respectivo algoritmo em linha de código encontra-se no Anexo 1.

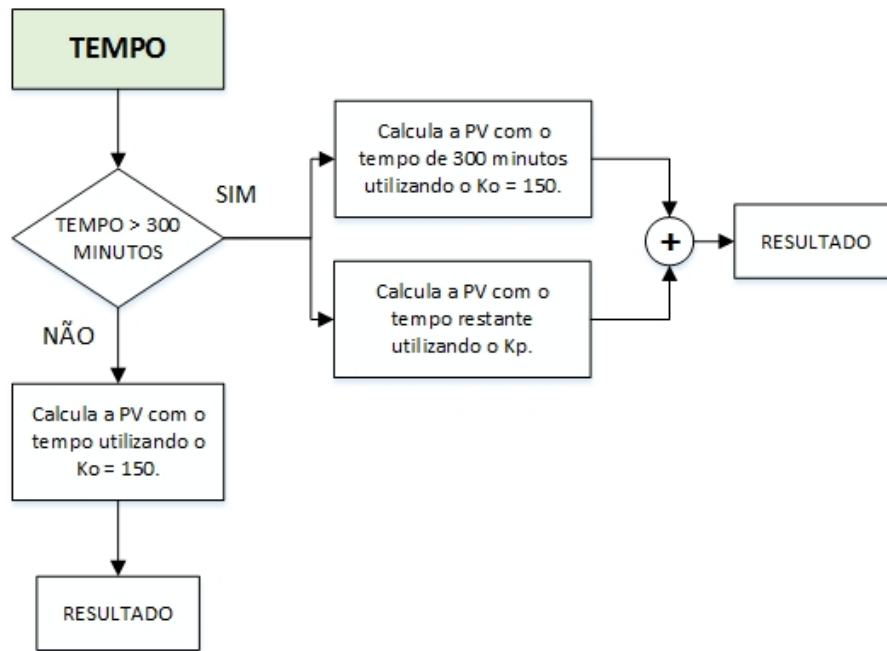


Figura 28 – Fluxograma para o Desligamento de Emergência. Fonte: Autor.

5.3.2 PVRO

No caso da PVRO, o algoritmo apenas recebe como variáveis principais as correntes de projeto e as correntes de restrição operativa de curta e longa duração, impostas no contrato para calcular a fração e em seguida a PV de acordo com a solicitação, como ilustra o fluxograma da Figura 29 para Restrição Operativa de Longa Duração e o fluxograma da Figura 30 para Restrição Operativa de Curta Duração. Os respectivos algoritmos em linha de código encontram-se no Anexo 1.

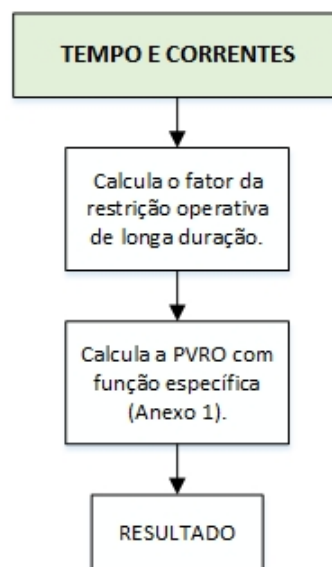


Figura 29 – Fluxograma para Restrição Operativa de Longa Duração. Fonte: Autor.

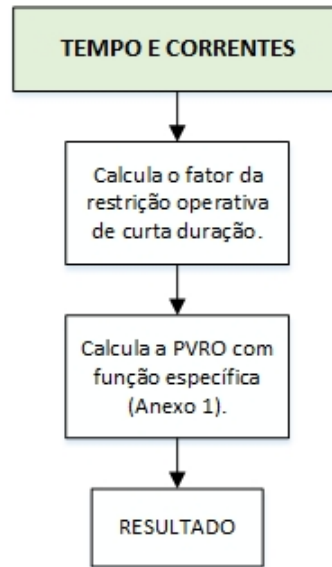


Figura 30 – Fluxograma para Restrição Operativa de Curta Duração. Fonte: Autor.

5.3.3 PVR

No caso da PVR, o algoritmo necessita apenas do tempo em que a FT reserva ficou sendo utilizada, ou seja, para o cálculo do desconto não utiliza-se nenhum fator multiplicativo K_p ou K_o , como ilustra o fluxograma da Figura 31. O respectivo algoritmo em linha de código encontra-se no Anexo 1.

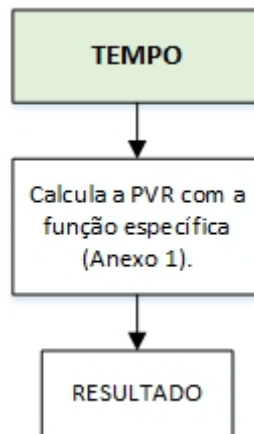


Figura 31 – Fluxograma para uso da FT reserva. Fonte: Autor.

5.3.4 PVA

No caso de atraso para entrada em operação de alguma(s) FT, a penalidade varia de acordo com o tempo de atraso. O algoritmo diferencia se o atraso está menor do que 60, entre 60 e 90 ou maior que 90 dias como ilustra o fluxograma da Figura 32. O respectivo algoritmo em linha de código encontra-se no Anexo 1.

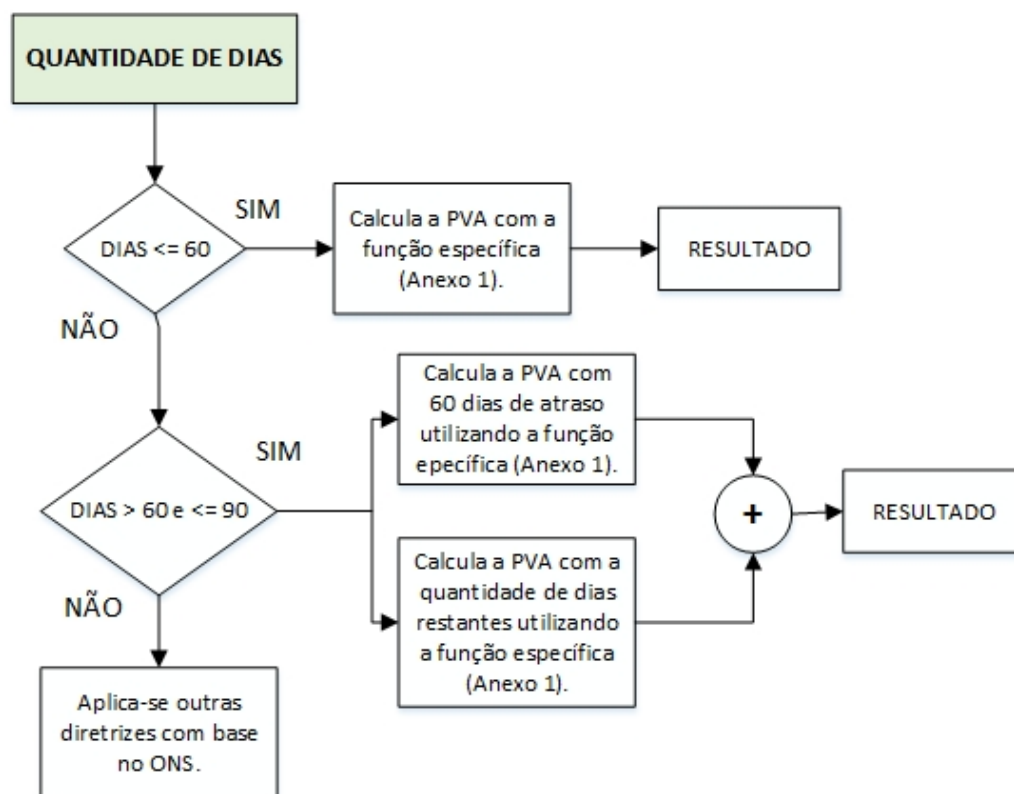


Figura 32 – Fluxograma para FT com atraso para entrada de operação. Fonte: Autor.

6 Resultados e Análises

Neste capítulo são mostrados resultados e análises a partir de exemplos baseados em dados de um agente X TRANSMISSÃO S.A (foi dado um nome fictício para preservar a empresa) e algumas outras referências citadas no texto, para verificação e validão do supervisor.

6.1 Parcela Variável por Indisponibilidade - PVI

- Desligamento Programado

Foram considerados alguns exemplos subdivididos em três partes para o Desligamento Programado, sendo eles, o desligamento no qual é considerado uma programação de 10 minutos junto ao ONS com tempo de execução dessa intervenção exatamente nos 10 minutos. Em segundo, foi considerado o Desligamento Programado com Antecipação na execução, considerando o tempo de programação de 180 minutos junto ao ONS e a intervenção sendo executada em 120 minutos. Em terceiro, foi considerado o Desligamento Programado com Atraso na execução, considerando o tempo de programação de 240 minutos junto ao ONS e a intervenção sendo executada em 260 minutos. Esses exemplos têm como objetivo explorar todos os casos em que o Desligamento Programado possa vir a acontecer em termos de temporização das intervenções.

Caso 1) Desligamento Programado da LT 230kV LINHARES/SÃO MATEUS 2 C1 ocorrido no mês com 30 dias. A Figura 33 contém os dados de cada FT da concessão que são passíveis de recebimento da RAP.





CONTRATO DE CONCESSÃO 021/2017 - CPST 019/2017			DESLIGAMENTO PROGRAMADO			DESLIGAMENTO NÃO PROGRAMADO		
FUNÇÃO DE TRANSMISSÃO	Pagamento Base	PB por Minuto	Kp	Tempo do Desligamento (Minutos)	PVI	Ko	Tempo do Desligamento (Minutos)	PVI
LT 230 kV LINHARES / SÃO MATEUS 2 C1	R\$ 1.019.565,38	R\$ 23,60	10	1	R\$ 236,01	150	1	R\$ 3.540,16
REATOR 230 kV 20 MVar SÃO MATEUS 2	R\$ 114.255,49	R\$ 2,64	10	1	R\$ 26,45	150	1	R\$ 396,72
MÓDULO GERAL SÃO MATEUS 2 - IB	R\$ 151.208,23	R\$ 3,50	10	1	R\$ 35,00	150	1	R\$ 525,03
TOTAL REDE BÁSICA	R\$ 1.285.029,10	R\$ 29,75			R\$ 297,46			R\$ 4.461,91
TR 230 / 138 kV SÃO MATEUS 2 - 3x50MVA	R\$ 285.944,76	R\$ 6,62	10	1	R\$ 66,19	150	1	R\$ 992,86
TRR 230 / 138 kV SÃO MATEUS 2 - 1x50MVA	R\$ 66.130,05	R\$ 1,53	10	1	R\$ 15,31	150	1	R\$ 229,62
TOTAL RB FRONTEIRA	R\$ 352.074,81	R\$ 8,15			R\$ 81,50			R\$ 1.222,48
TOTAL PAGAMENTO BASE/MÊS	R\$ 1.637.103,91	R\$ 37,90			R\$ 378,96			R\$ 5.684,39

Desligamento Programado da LT de 10 minutos de duração

PVI = 10 MINUTOS x R\$ 236,01 = R\$ 2.360,11

Figura 33 – Desligamento Programado da LT 230kV Linhares/São Mateus X TRANSMISSÃO S.A. Fonte: Autor.

A partir da Equação 6.1, podemos validar o resultado mencionado na Figura 33, logo:

$$PVI = \frac{PB}{24.60.D} \cdot (K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (K_{oj} \cdot PAOD_j)) \quad (6.1)$$

$$PVI = \frac{1.019.565,38}{24 * 60 * 30} * (10 * 10) = 2.360,11 \quad (6.2)$$

As ilustrações nas Figuras 33 e 34 consideram os mesmos parâmetros de tempo igual a 10 minutos e o Pagamento Base de R\$ 1.019.565,38 para a Função de Transmissão LT 230 kV LINHARES/SÃO MATEUS 2 CI. As duas figuras simulam a Parcela Variável por Indisponibilidade que será descontada da receita, sendo que, na Figura 34 é demonstrado o valor da PV utilizando o supervisor, para verificação do exemplo da Figura 33. Esse exemplo demonstra o caso em que o agente executa a intervenção com o tempo igual ao que foi programado junto ao ONS.

Para o Desligamento Programado de 10 minutos utilizando o supervisor, temos:

Lista de FT

MG

</

Figura 34 – Desligamento Programado da LT 230kV Linhares/São Mateus X TRANSMIS-SÃO S.A. utilizando o supervisor. Fonte: Autor.

Caso 2) Desligamento Programado com Antecipação para uma LT de 500kV de um agente ACCR, ou seja, o tempo executado da intervenção foi menor do que o tempo programado junto ao ONS, cujo o PB dessa FT é de R\$ 480.000,00 . No sistema SATRA do agente, foi consistido o tempo programado de 180 minutos e o tempo executado de 120 minutos, e que a PVI descontada será de R\$ 14.190,00 (RIBEIRO, 2015).

A partir da Equação 6.3, podemos validar o resultado descrito no caso 2, logo:

$$PVI = \frac{PB}{24.60.D} \cdot (K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (K_{oj} \cdot PAOD_j)) \quad (6.3)$$

$$PVI = \frac{480.000,00}{24 * 60 * 31} (10 * 120 + 10 * 0,2 * 60) = 14.193,55 \quad (6.4)$$

A ilustração na Figura 35 e o caso 2 consideram os mesmo parâmetros de tempo igual há 180 minutos para programação junto ao ONS, 120 minutos na execução da intervenção e o Pagamento Base de R\$ 480.000,00 para a Função de Transmissão LT de 500kV. A figura e o caso 2 simulam a Parcela Variável por Indisponibilidade que será descontado da receita, sendo que, na Figura 35 é demonstrado o valor da PV utilizando o supervisor, para verificação do caso 2. Esse exemplo demonstra o caso em que o agente executa a intervenção com antecipação, de modo a validar a regra descrita no Item 2.6 deste trabalho e no Art. 8º da Resolução Normativa N° 729.

Para esse Desligamento Programado com Antecipação utilizando o supervisor, temos:

[illegible]

Figura 35 – Desligamento Programado com Antecipação para uma LT de 500kV utilizando o supervisor. Fonte: Autor.

Caso 3) Desligamento Programado com Atraso para uma LT de 500kV de um agente ACCR, ou seja, o tempo executado da intervenção foi maior do que o tempo programado junto ao ONS, cuja a PB dessa FT é de R\$ 480.000,00 . No sistema SATRA do agente, foi consistido o tempo programado de 240 minutos e o tempo executado de 260 minutos, e que a PVI descontada será de R\$ 29.025,00 (RIBEIRO, 2015).

A partir da Equação 6.5, podemos validar o resultado descrito no caso 3, logo:

$$PVI = \frac{PB}{24.60.D} \cdot (K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (K_{oj} \cdot PAOD_j)) \quad (6.5)$$

$$PVI = \frac{480.000,00}{24 * 60 * 31} (10 * 240 + 10 * 1,5 * 20) = 29.032,26 \quad (6.6)$$

A ilustração da Figura 36 e o caso 3 consideram os mesmo parâmetros de tempo igual há 240 minutos para programação junto ao ONS, 260 minutos na execução da intervenção e o Pagamento Base de R\$ 480.000,00 para a Função de Transmissão LT de 500kV. A Figura 36 e o caso 3 simulam a Parcela Variável por Indisponibilidade que será descontado da receita, sendo que, na Figura 36 é demonstrado o valor da PV utilizando o supervisor, para verificação do caso 3. Esse exemplo demonstra o caso em que o agente executa a intervenção com atraso, de modo a validar a regra descrita no Item 2.6 desde trabalho e no Art. 8º da Resolução Normativa N° 729.

Para esse Desligamento Programado com Atraso utilizando o supervisor, temos:

Lista de FT

MG

(*)

<= 5km (*)

> 50km - 230kV

LT

345kV : 440kV

> 5km e <= 50km (*)

500kV : 750kV

Cabo Isolado (*)

Trifásico (*)

=< 345 kV

> 345kV

TR

=< 345 kV

> 345kV

REA =< 345 kV

> 345 kV

CRE

CSI

BC

CSE

(*) Qualquer nível de tensão.

SUPERVISÓRIO PARA PARCELA VARIÁVEL

PVI

DESLIGAMENTO PROGRAMADO

240

Tempo Programado (min.)

DESLIGAMENTO NÃO PROGRAMADO

Tempo (min.)

DESLIGAMENTO DE EMERGÊNCIA

Tempo (min.)

DESLIGAMENTO DE URGÊNCIA

Tempo Real (min.)

Calcula PVI

VALOR DO DESCONTO

R\$ 29.032,26

PVI (MÓDULO GERAL)

EXCETO DISJUNTOR

Nº de outras FT indisponíveis

Total de FT conectadas a subestação

DISJUNTORES (P/ ARRANJO BARRA DUPLA COM DISJUNTOR E MEIO)

Disjuntores indisponíveis na FT - Módulo Geral

Total de disjuntores da FT - Módulo Geral

DEMAIS ARRANJOS

Calcula PVI (Módulo Geral)

VALOR DO DESCONTO

PVRO

RESTRIÇÃO OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO

Corrente de Projeto (A)

Restrição Operativa (A)

RESTRIÇÃO OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO

Corrente de Projeto (A)

Restrição Operativa (A)

Calcula PVRO

VALOR DO DESCONTO

PVA

Quantidade de Dias Atrasados

Tempo Indisponível

Calcula PVA

VALOR DO DESCONTO

PVR

Tempo Indisponível

Calcula PVR

VALOR DO DESCONTO

MÊS DE OCORRÊNCIA

Maio

Valor da PB da FT (R\$)

480000

Figura 36 – Desligamento Programado com Atraso para uma LT de 500kV utilizando o supervisor. Fonte: Autor.

- Desligamento Não Programado

Foram considerados alguns exemplos subdivididos em três partes para o Desligamento Não Programado, sendo eles, os desligamentos que ocorreram com 10 minutos, 300 minutos e 720 minutos. Esses exemplos têm como objetivo explorar todos os casos em que o Desligamento Não Programado possa vir acontecer em termos de temporização das intervenções.

Caso 4) Desligamento Não Programado da LT 230kV LINHARES/SÃO MATEUS 2 C1 ocorrido no mês com 30 dias. A Figura 37 contém os dados de cada FT da concessão que são passíveis de recebimento da RAP.




CONTRATO DE CONCESSÃO 021/2017 - CPST 019/2017			DESLIGAMENTO PROGRAMADO			DESLIGAMENTO NÃO PROGRAMADO		
FUNÇÃO DE TRANSMISSÃO	Pagamento Base	PB por Minuto	Kp	Tempo do Desligamento (Minutos)	PVI	Ko	Tempo do Desligamento (Minutos)	PVI
LT 230 kV LINHARES / SÃO MATEUS 2 C1	R\$ 1.019.565,38	R\$ 23,60	10	1	R\$ 236,01	150	1	R\$ 3.540,16
REATOR 230 kV 20 MVar SÃO MATEUS 2	R\$ 114.255,49	R\$ 2,64	10	1	R\$ 26,45	150	1	R\$ 396,72
MÓDULO GERAL SÃO MATEUS 2 - IB	R\$ 151.208,23	R\$ 3,50	10	1	R\$ 35,00	150	1	R\$ 525,03
TOTAL REDE BÁSICA	R\$ 1.285.029,10	R\$ 29,75			R\$ 297,46			R\$ 4.461,91
TR 230 / 138 kV SÃO MATEUS 2 - 3x50MVA	R\$ 285.944,76	R\$ 6,62	10	1	R\$ 66,19	150	1	R\$ 992,86
TRR 230 / 138 kV SÃO MATEUS 2 - 1x50MVA	R\$ 66.130,05	R\$ 1,53	10	1	R\$ 15,31	150	1	R\$ 229,62
TOTAL RB FRONTEIRA	R\$ 352.074,81	R\$ 8,15			R\$ 81,50			R\$ 1.222,48
TOTAL PAGAMENTO BASE/MÊS	R\$ 1.637.103,91	R\$ 37,90			R\$ 378,96			R\$ 5.684,39

Desligamento NÃO Programado da LT de 10 minutos de duração
PVI = 10 MINUTOS x R\$ 3.540,16 = R\$ 35.401,58

Desligamento NÃO Programado da LT de 5 horas de duração
PVI = 300 MINUTOS x R\$ 3.540,16 = R\$ 1.062.047,27

Desligamento NÃO Programado da LT de 12 horas de duração
PVI = 300 MINUTOS x R\$ 3.540,16 + 420 * R\$ 236,01 = R\$ 1.161.171,68

Figura 37 – Desligamento Não Programado da LT 230kV Linhares/São Mateus X TRANSMISSÃO S.A. Fonte: Autor.

A partir da Equação 6.7, podemos validar o resultado descrito no caso 4, logo:

$$PVI = \frac{PB}{24.60.D} \cdot (K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (K_{oj} \cdot PAOD_j)) \quad (6.7)$$

Para 10 minutos de desligamento:

$$PVI = \frac{1.019.565,38}{24 * 60 * 30} (150 * 10) = 35.401,58 \quad (6.8)$$

Para 300 minutos de desligamento:

$$PVI = \frac{1.019.565,38}{24 * 60 * 30} (150 * 300) = 1.062.047,27 \quad (6.9)$$

Para 720 minutos de desligamento:

$$PVI = \frac{1.019.565,38}{24 * 60 * 30} (150 * 300 + 10 * 420) = 1.161.171,68 \quad (6.10)$$

As ilustrações das Figuras 38, 39 e 40 consideram os mesmo parâmetros de tempo demonstrados nos casos da Figura 37 e o Pagamento Base de R\$ 1.019.565,38 para a Função de Transmissão LT 230 kV LINHARES/SÃO MATEUS 2 CI. As quatro figuras apresentam os resultados das simulações a Parcela Variável por Indisponibilidade que será descontado da receita, sendo que, nas Figuras 38, 39 e 40 é demonstrado o valor da PV utilizando o supervisor, para verificação dos casos da Figura 37. Esses exemplos demonstram os casos em que o desligamento é feito com o tempo pequeno de 10 minutos, o tempo mediano de 300 minutos e o tempo extrapolado de acima de 300 minutos, para validar as regras nesses três casos descritas no Item 2.9 deste trabalho e no Art. 8º da Resolução Normativa Nº 729.

Para o Desligamento Não Programado de 10 minutos utilizando o supervisor:

[illegible]

Figura 38 – Desligamento Não Programado da LT 230kV Linhares/São Mateus X TRANSMISSÃO S.A. com 10 minutos utilizando o supervisor. Fonte: Autor.

Para o Desligamento Não Programado de 300 minutos utilizando o supervisorio:

Lista de FT

MG

(*)

<= 5km (*)

> 50km - 230kV

☒ 345kV : 440kV

> 5km e <= 50km (*)

500kV : 750kV

☐ Cabo Isolado (*)

☐ Trifásico (*)

☐ =< 345 kV

☐ > 345kV

TR

☐ REA

=< 345 kV

> 345 kV

☐ CRE

☐ CSI

☐ BC

☐ CSE

(*) Qualquer nível de tensão.

SUPERVISÓRIO PARA PARCELA VARIÁVEL

PVI

DESIGLAMENTO PROGRAMADO

Tempo Programado (min.)

Tempo Real (min.)

DESIGLAMENTO NÃO PROGRAMADO

300

Tempo (min.)

DESIGLAMENTO DE EMERGÊNCIA

Tempo (min.)

PVI (MÓDULO GERAL)

☐ EXCETO DISJUNTOR

☐ DISJUNTORES (P / ARRANJO BARRA DUPLA COM DISJUNTOR E MEIO)

☐ DEMAIS ARRANJOS

Nº de outras FT indisponíveis

Disjuntores indisponíveis na FT - Módulo Geral

Total de FT conectadas a subestação

Total de disjuntores da FT - Módulo Geral

VALOR DO DESCONTO

R\$ 1.062.047,27

Calcula PVI

Calcula PVI (Módulo Geral)

VALOR DO DESCONTO

MÊS DE OCORRÊNCIA

Junho

Valor da PB da FT (R\$)

1019585,38

Figura 39 – Desligamento Não Programado da LT 230kV Linhares/São Mateus X TRANSMISSÃO S.A. com 300 minutos utilizando o supervisorio. Fonte: Autor.

Para o Desligamento Não Programado de 720 minutos utilizando o supervisor:

Lista de FT

MG

(*)

<= 5km (*)

> 50km - 230kV

345kV : 440kV

(*)

LT

> 5km e <= 50km (*)

500kV : 750kV

Cabo Isolado (*)

(*)

TR

Trifásico (*)

<= 345kV

> 345kV

(*)

CR

REA

<= 345kV

> 345kV

(*)

CRE

CSI

BC

CSE

(*) Qualquer nível de tensão.

DESLIGAMENTO PROGRAMADO

Tempo Programado (min.)

Tempo Real (min.)

DESLIGAMENTO NÃO PROGRAMADO

720

Tempo (min.)

DESLIGAMENTO DE EMERGÊNCIA

Tempo (min.)

DESLIGAMENTO DE URGÊNCIA

Tempo (min.)

Calcula PVI

VALOR DO DESCONTO

R\$ 1.161.171,68

PVI (MÓDULO GERAL)

EXCETO DISJUNTOR

Nº de outras FT indisponíveis

Total de FT conectadas a subestação

DISJUNTORES (P/ ARRANJO BARRA DUPLA COM DISJUNTOR E MEIO)

Disjuntores indisponíveis na FT - Módulo Geral

Total de disjuntores da FT - Módulo Geral

DEMAIS ARRANJOS

Calcula PVI (Módulo Geral)

VALOR DO DESCONTO

PVRO

RESTRIÇÃO OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO

Corrente de Projeto (A)

Restrição Operativa (A)

PVRO

RESTRIÇÃO OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO

Corrente de Projeto (A)

Restrição Operativa (A)

Calcula PVRO

VALOR DO DESCONTO

PVA

Quantidade de Dias Atrasados

PVR

Tempo Indisponível

Calcula PVA

VALOR DO DESCONTO

Calcula PVI

VALOR DO DESCONTO

MÊS DE OCORRÊNCIA

Junho

Valor da PB da FT (R\$)

1019565,38

Figura 40 – Desligamento Não Programado da LT 230kV Linhares/São Mateus X TRANSMISSÃO S.A. com 720 minutos utilizando o supervisor. Fonte: Autor.

- Desligamento de Urgência

Foi considerado o exemplo para o Desligamento de Urgência, com tempo de 150 minutos. Esse exemplo tem o objetivo de demonstrar o quão mais alto se torna a penalidade para esse tipo de desligamento.

Caso 5) Em (RIBEIRO, 2015) mostra o exemplo de um Desligamento de Urgência para uma LT de 500kV de um agente ACCR, ou seja, a LT foi desligada sem que o ONS tivesse tempo hábil de realizar um planejamento no setor elétrico, cujo o PB dessa FT é de R\$ 480.000,00 . No sistema SATRA do agente, foi consistido o tempo de desligamento com duração de 150 minutos, e que a PVI descontada será de R\$ 80.625,00.

A partir da Equação 6.11, podemos validar o resultado descrito no caso 5, logo:

$$PVI = \frac{PB}{24.60.D} \cdot (K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (K_{oj} \cdot PAOD_j)) \quad (6.11)$$

$$PVI = \frac{480.000,00}{24 * 60 * 31} (50 * 150) = 80.645,36 \quad (6.12)$$

A ilustração da Figura 41 e no caso 5, consideram os mesmo parâmetros de tempo igual há 150 minutos e o Pagamento Base de R\$ 480.000,00 para a Função de Transmissão LT de 500kV. Ambos simulam a Parcela Variável por Indisponibilidade que será descontada da receita, sendo que, na Figura 41 é demonstrado o valor da PV utilizando o supervisório, para verificação do exemplo descrito. Esse exemplo demonstra o caso em que o desligamento é realizado pelo agente sem que o ONS tenha tempo hábil de realizar uma programação do sistema elétrico, e por isso o agente sendo penalizado com mais rigidez. Esse caso valida a regra descrita no Item 2.10 deste trabalho e no Art. 2º da Resolução Normativa Nº 729.

Para esse Desligamento de Urgência utilizando o supervisório:

SUPERVISÓRIO PARA PARCELA VARIÁVEL

PVI

DESLEGAMENTO PROGRAMADO

Tempo Programado (min.)

Tempo Real (min.)

DESLEGAMENTO NÃO PROGRAMADO

Tempo (min.)

DESLEGAMENTO DE EMERGÊNCIA

Tempo (min.)

DESLEGAMENTO DE URGÊNCIA

150

Tempo (min.)

CALCULA PVI

VALOR DO DESCONTO

R\$ 80.645,16

PVI (MÓDULO GERAL)

☒ EXCETO DISJUNTOR

Nº de outras FT indisponíveis

Total de FT conectadas a subestação

☒ DISJUNTORES (P/ ARRANJO BARRA DUPLA COM DISJUNTOR E MEIO)

Disjuntores indisponíveis na FT - Módulo Geral

Total de disjuntores da FT - Módulo Geral

☐ DEMAIS ARRANJOS

CALCULA PVI (Módulo Geral)

VALOR DO DESCONTO

PVRO

RESTRIÇÃO OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO

Corrente de Projeto (A)

Restrição Operativa (A)

RESTRIÇÃO OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO

Corrente de Projeto (A)

Restrição Operativa (A)

CALCULA PVRO

VALOR DO DESCONTO

MÊS DE OCORRÊNCIA

Maio

Valor da PB da FT (R\$)

480000

(*) Qualquer nível de tensão.

Figura 41 – Desligamento de Urgência da LT 500kV utilizando o supervisor. Fonte: Autor.

- Desligamento de Emergência

Foi considerado o exemplo para o Desligamento de Emergência, com tempo de 150 minutos. Esse exemplo tem objetivo de demonstrar o quão mais alto também se torna a penalidade para esse tipo de desligamento.

Caso 6) Desligamento de Emergência para um Transformador 500/230kV de um agente ACCR, ou seja, a FT foi desligada sem que o ONS estivesse tempo hábil de realizar um planejamento no setor elétrico ou por força maior, cuja a PB dessa FT é de R\$ 240.000,00 . No sistema SATRA do agente, foi consistido o tempo de desligamento com duração de 150 minutos caracterizado como RDE (Risco de Danificação de Equipamento e Vida Humana), e que a PVI descontada será de R\$ 120.825,00 (RIBEIRO, 2015).

A partir da Equação 6.13, podemos validar o resultado descrito no caso 6, logo:

$$PVI = \frac{PB}{24.60.D} \cdot (K_p \cdot \sum_{i=1}^{NP} PADP_i + \sum_{j=1}^{NO} (K_{oj} \cdot PAOD_j)) \quad (6.13)$$

$$PVI = \frac{240.000,00}{24 * 60 * 31} (150 * 150) = 120.967,74 \quad (6.14)$$

A ilustração da Figura 42 e o caso 6, consideram os mesmo parâmetros de tempo igual há 150 minutos e o Pagamento Base de R\$ 240.000,00 para a Função de Transmissão Transformador 500/230kV. Ambos simulam a Parcela Variável por Indisponibilidade que será descontado da receita, sendo que, na Figura 42 é demonstrado o valor da PV utilizando o supervisório, para verificação do caso 6. Esse exemplo demonstra o caso em que o desligamento é realizado pelo agente sem que o ONS tenha tempo hábil de realizar uma programação do sistema elétrico, para evitar a danificação de um equipamento ou até mesmo risco de vida de uma pessoa. Esse caso valida a regra descrita no Item 2.11 deste trabalho e no Art. 2º da Resolução Normativa N° 729.

Para esse Desligamento de Emergência utilizando o supervisório, temos:

Lista de FT

MG

☐

(*)

LT

☐

<= 5km (*)

> 50km - 230kV

345kV - 440kV

> 5km e <= 50km (*)

500kV - 750kV

Cabo Isolado (*)

TR

☒

T trifásico (*)

=< 345 kV

> 345kV

CR

☐

REA

=< 345 kV

> 345 kV

CRE

☐

CSI

☐

BC

☐

CSE

☐

Qualquer nível de tensão.

(*)

SUPERVISÓRIO PARA PARCELA VARIÁVEL

PVI

DESLIGAMENTO PROGRAMADO

DESLIGAMENTO NÃO PROGRAMADO

DESLIGAMENTO DE EMERGÊNCIA

Tempo Programado (min.)

Tempo Real (min.)

Tempo (min.)

Tempo (min.)

DESLIGAMENTO DE URGÊNCIA

Tempo (min.)

Tempo (min.)

Calcular PVI

VALOR DO DESCONTO

R\$ 120.967,74

PVI (MÓDULO GERAL)

☐ EXCETO DISJUNTOR

☐ DISJUNTORES (P/ ARRANJO BARRA DUPLA COM DISJUNTOR E MEIO)

☐ DEMAIS ARRANJOS

Nº de outras FT indisponíveis

Total de FT conectadas a subestação

Disjuntores indisponíveis na FT - Módulo Geral

Total de disjuntores da FT - Módulo Geral

Calcular PVI (Módulo Geral)

VALOR DO DESCONTO

PVRO

RESTRIÇÃO OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO

RESTRIÇÃO OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO

Corrente de Projeto (A)

Restrição Operativa (A)

Corrente de Projeto (A)

Restrição Operativa (A)

Calcular PVRO

VALOR DO DESCONTO

PVA

Quantidade de Dias Atrasados

Tempo Indispon

Calcular PVA

VALOR DO DESCONTO

PVR

Calcular PVR

VALOR DO DESCONTO

MÊS DE OCORRÊNCIA

Maio

Valor da PB da FT (R\$)

240000

Figura 42 – Desligamento de Urgência do Transformador 500/230kV utilizando o supervisor. Fonte: Autor.

6.2 Parcela Variável por Restrição Operativa - PVRO

Foram considerados alguns exemplos subdivididos em duas partes para a Parcela Variável de Restrição Operativa, sendo elas, a restrição de curta duração e a restrição de longa duração. Esses exemplos têm como objetivo explorar todos os casos para restrição operativa.

Caso 7) Considerando a Restrição Operativa da LT 230kV LINHARES/SÃO MATEUS 2 C1 ocorrido no mês com 30 dias. A Figura 43 contém os dados da FT da concessão que é passível do recebimento da RAP, e suas PV nos dois casos.

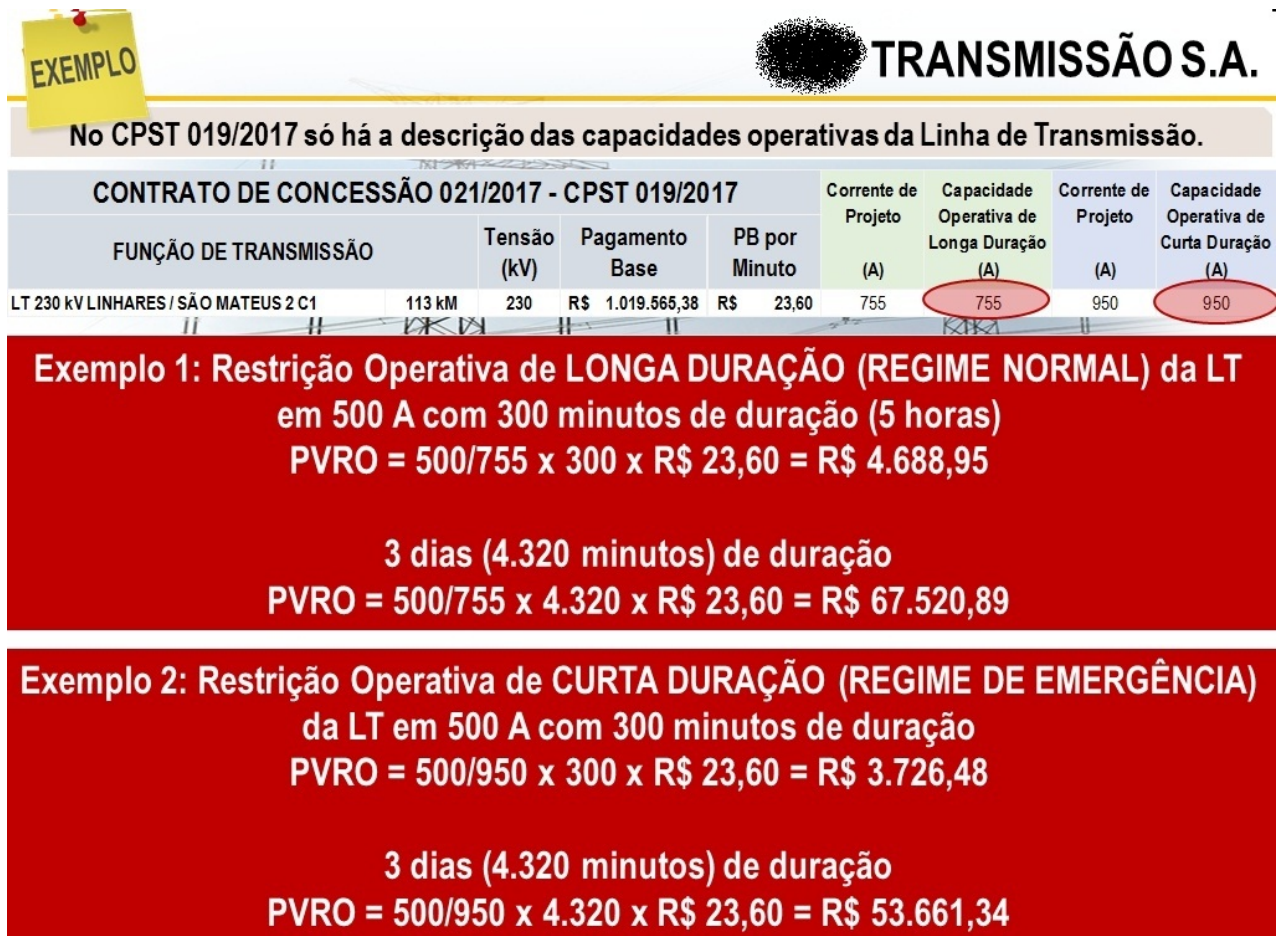


Figura 43 – Restrições Operativas da LT 230kV Linhares/São Mateus. Fonte: Autor.

A partir da Equação 6.15, é possível validar o resultado descrito no caso 7, logo:

$$PVRO = \frac{PB}{24.60.D} \cdot \left(\sum_{i=1}^{NRL} (ROL_i \cdot DROL_i) + \sum_{c=1}^{NRC} (ROC_c \cdot DROC_c) \right) \quad (6.15)$$

Para Restrição Operativa de Longa Duração,

$$PVRO = \frac{1.019.565,38}{24 * 60 * 30} * \left(\frac{500}{755} * 4320 \right) = 67.520,89 \quad (6.16)$$

Para Restrição Operativa de Curta Duração,

$$PVRO = \frac{1.019.565,38}{24 * 60 * 30} * \left(\frac{500}{950} * 4320 \right) = 53.661,33 \quad (6.17)$$

Apesar de na Figura 43 ter exemplos com os tempos de restrições de 300 minutos e 4320 minutos, somente foi considerado o tempo de 4320 minutos para os exemplos na restrição operativa de curta e longa duração. As Figuras 43, 44 e 45 consideram os mesmo parâmetros de tempo igual há 4320 minutos e o Pagamento Base de R\$ 1.019.565,38 para a Função de Transmissão LT 230 kV LINHARES/SÕ MATEUS 2 CI. As três figuras simulam a Parcela Variável por Restrição Operativa que será descontado da receita, sendo que, nas Figuras 44 e 45 é demonstrado o valor da PV utilizando o supervisor, para verificação dos casos da Figura 43. A Figura 44 considera a restrição de longa duração com a corrente de projeto para a linha igual a 755A e a corrente de restrição igual 500A. A Figura 45 considera a restrição de curta duração com a corrente de projeto para a linha igual a 950A e a corrente de restrição igual 500A. Esse casos validam as regras descritas no Item 2.8 deste trabalho e no Art. 9º da Resolução Normativa N° 729.

Para ambas as Restrições Operativas com o tempo de 4320 minutos utilizando o supervisor:

Lista de FT

MG

<= 5km (*)

> 50km - 230kV

345kV : 440kV

> 5km e <= 50km (*)

500kV : 750kV

Cabo Isolado (*)

Trifásico (*)

TR

=< 345kV

> 345kV

CR

REA

CRE

CSI

BC

CSE

(*) Qualquer nível de tensão.

SUPERVISÓRIO PARA PARCELA VARIÁVEL

PVI

DESLIGAMENTO PROGRAMADO

Tempo Programado (min.)

Tempo Real (min.)

DESLIGAMENTO NÃO PROGRAMADO

Tempo (min.)

DESLIGAMENTO DE EMERGÊNCIA

Tempo (min.)

DESLIGAMENTO DE URGÊNCIA

Tempo (min.)

PVI (MÓDULO GERAL)

EXCETO DISJUNTOR

DISJUNTORES (P / ARRANJO BARRA DUPLA COM DISJUNTOR E MEIO)

Nº de outras FT indisponíveis

Total de FT conectadas a subestação

Total de disjuntores da FT - Módulo Geral

DEI

PVRO

RESTRIÇÃO OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO

755

Corrente de Projeto (A)

500

Restrição Operativa (A)

4320

Tempo (min.)

RESTRIÇÃO OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO

Corrente de Projeto (A)

Restrição Operativa (A)

Tempo (min.)

MÊS DE OCORRÊNCIA

Junho

Valor da PB da FT (R\$)

1019565,38

Calcula PVRO

VALOR DO DESCONTO

R\$ 67.520,89

Figura 44 – Restrição Operativa de Longa Duração da LT 230kV Linhares/São Mateus utilizando o supervisório. Fonte: Autor.

SUPERVISÓRIO PARA PARCELA VARIÁVEL

Lista de FT

MG ☐ (*)

LT ☒
 <= 5km (*)
 > 50km - 230kV
 345kV : 440kV
 > 5km e <= 50km (*)
 500kV : 750kV
 Cabo Isolado (*)

TR ☐
 Trifásico (*)
 =< 345 kV
 > 345kV

CR ☐
 REA =< 345 kV
 CRE > 345 kV
 CSI
 BC
 CSE

(*) Qualquer nível de tensão.

PVI (MÓDULO GERAL)

☐ EXCETO DISJUNTOR
 Nº de outras FT indisponíveis
 Total de FT conectadas a subestação

☐ DISJUNTORES (P/ ARRANJO BARRA DUPLA COM DISJUNTOR E MEIO)
 Disjuntores indisponíveis na FT - Módulo Geral
 Total de disjuntores da FT - Módulo Geral

DESLIGAMENTO PROGRAMADO
 Tempo Programado (min.)
 Tempo Real (min.)

DESLIGAMENTO NÃO PROGRAMADO
 Tempo (min.)

DESLIGAMENTO DE URGÊNCIA
 Tempo (min.)

DESLIGAMENTO DE EMERGÊNCIA
 Tempo (min.)

PVRO

RESTRIÇÃO OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO
 Corrente de Projeto (A)
 Restrição Operativa (A)
 Tempo (min.)

RESTRIÇÃO OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO
 Corrente de Projeto (A)
 Restrição Operativa (A)
 Tempo (min.)

MÊS DE OCORRÊNCIA
 Junho

Valor da PB da FT (R\$)
 1019565,38

Calcula PVRO

VALOR DO DESCONTO
 R\$ 53 661,34

Figura 45 – Restrição Operativa de Curta Duração da LT 230kV Linhares/São Mateus utilizando o supervisório. Fonte: Autor.

6.3 Parcela Variável por Utilização de Equipamento Reserva - PVR

Foi considerado no exemplo para a Parcela Variável por Utilização de Equipamento Reserva, o tempo de 21600 minutos. Esse exemplo tem como objetivo demonstrar a tarifação da penalidade para esse tipo de desligamento.

Caso 8) O agente X TRANSMISSÃO S.A. verificou a utilização de uma unidade reserva de um banco de transformadores monofásicos para substituir uma fase titular com defeito. A utilização da fase reserva durou 15 dias, totalizando 21600 minutos. O

Pagamento Base do transformador é de R\$ 285.944,76, totalizando uma PVR de R\$ 142.972,38.

A partir da Equação 6.18, pode-se validar o resultado descrito no caso 8, logo:

$$PVR = \frac{PB}{24.60.D} \cdot \sum_{i=1}^{NUR} DUR_i \quad (6.18)$$

$$PVR = \frac{285.944,76}{24 * 60 * 33} * 21600 = 142.972,38 \quad (6.19)$$

A ilustração da Figura 46 e o caso 8, consideram os mesmo parâmetros de tempo igual há 21600 minutos e o Pagamento Base de R\$ 285.944,76 para a Função de Transmissão Banco de Transformadores Monofásicos. Ambos simulam a Parcela Variável por Utilização de Equipamento Reserva que será descontado da receita, sendo que, na Figura 46 é demonstrado o valor da PV utilizando o supervisório, para verificação do caso 8. Esse caso valida a regra descrita no Item 2.12 deste trabalho e no Art. 5º da Resolução Normativa Nº 729.

Para essa PVR utilizando o supervisório, temos:

Figura 46 – Uso da FT reserva com duração de 21600 minutos utilizando o supervisório.
Fonte: Autor.

6.4 PVA

Foi considerado o exemplo para a Parcela Variável por Atraso, com 70 dias de atraso. Esse exemplo tem objetivo de demonstrar que a concessão do agente também é penalizada quando demora a ser entregue ao sistema.

Caso 9) Atraso na entrada em operação do Reator 230kV 20MVar São Mateus 2. A Figura 47 contém os dados da FT da concessão que é passível de recebimento da RAP e sua penalidade.

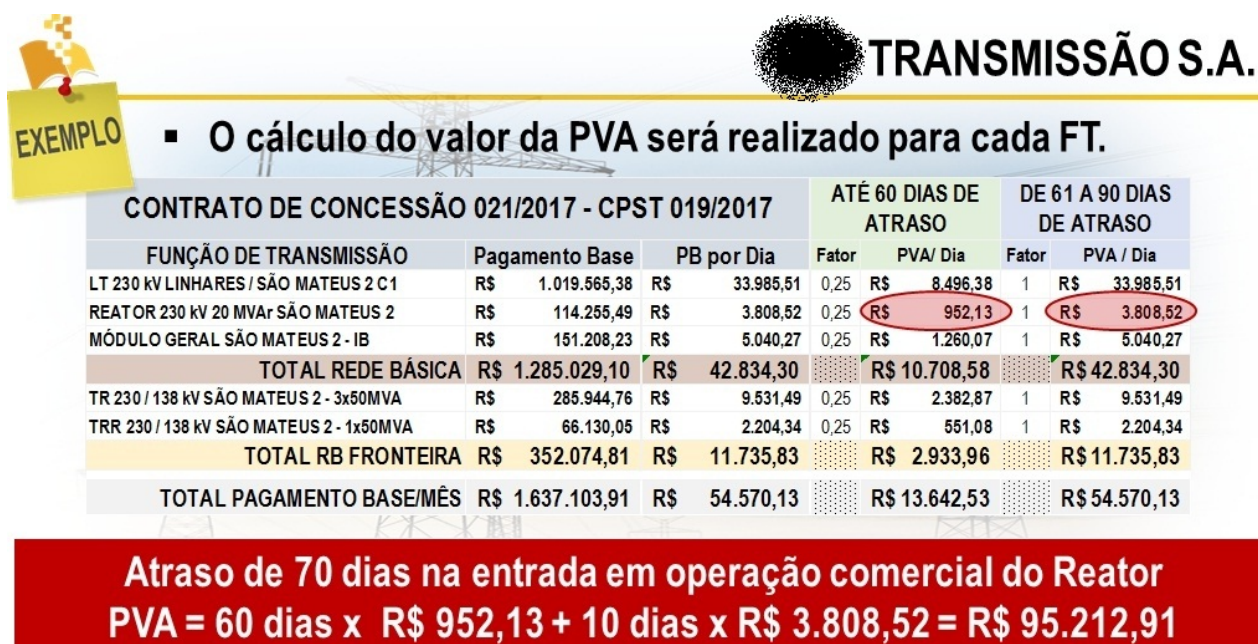


Figura 47 – Dados do Reator 230kV 20MVar São Mateus 2 com exemplo para atraso na sua entrada de operação. Fonte: Autor.

As ilustrações das Figuras 47 e 48 consideram os mesmos parâmetros dias igual há 70 dias e o Pagamento Base de R\$ 114.255,49 para a Função de Transmissão Reator 230kV 20MVar. As duas figuras simulam a Parcela Variável por Atraso que será descontado da receita, sendo que, na Figura 48 é demonstrado o valor da PV utilizando o supervisor, para verificação do exemplo da Figura 47. Esse exemplo valida a regra descrita no Item 2.7 deste trabalho e no Art. 7º da Resolução Normativa N° 729.

Para a Parcela Variável utilizando o supervisor com 70 dias de atraso:

PVRO

MÊS DE OCORRÊNCIA:

Valor da PB da FT (R\$): 114255,49

RESTRIÇÃO OPERATIVA DE LONGA DURAÇÃO

Corrente de Projeto (A):

Restrição Operativa (A):

Tempo (min.):

RESTRIÇÃO OPERATIVA DE CURTA DURAÇÃO

Corrente de Projeto (A):

Restrição Operativa (A):

Tempo (min.):

Calcular PVRO

VALOR DO DESCONTO

PVA

Quantidade de Dias Atrasados: 70

Calcular PVA

VALOR DO DESCONTO

R\$ 95.212,91

Figura 48 – Atraso na entrada de operação do Reator 230kV 20mVar São Mateus 2 utilizando o supervisor. Fonte: Autor.

6.5 Casos Reais na Tomada de Decisão Utilizando o Supervisório

6.5.1 Merejamento de Óleo no Transformador Monofásico

Caso 10) O agente X Transmissão S.A detectou um vazamento de óleo no tanque de expansão para o recipiente de sílica gel de um transformador monofásico. Foi levantada a hipótese se seria vantajoso realizar o desligamento do transformador. Os engenheiros junto à equipe de manutenção previram o tempo de manutenção para sanar o merejamento de óleo. Utilizando o supervisório, foram levantadas as PV a serem descontadas da receita do agente baseadas nos tempos previstos.

Tabela 5 – Simulação para Desligamento Programado do transformador monofásico com mês de 30 dias.

TEMPOS PREVISTOS NA MANUTENÇÃO	PV
48h	R\$ 190.629,84
24h	R\$ 95.314,92
12h	R\$ 47.657,46

Tabela 6 – Simulação para Desligamento Programado do transformador monofásico com mês de 31 dias.

TEMPOS PREVISTOS NA MANUTENÇÃO	PV
48h	R\$ 184.480,49
24h	R\$ 92.240,25
12h	R\$ 46.120,12

Os valores da Tabela 5 e 6 não agradaram os engenheiros pelo tipo de situação sem urgência. Foi decidido que seria mais vantajoso deixar o merejamento de óleo até que ocorresse alguma outra situação de manutenção no transformador, para atrelar mais de uma manutenção em aproveitamento de apenas uma intervenção. Com isso, a PV teria menor impacto na receita do agente.

6.5.2 Substituição do TP de 13,8kV em Linha Viva

Caso 11) A empresa X Transmissão S.A detectou um problema no TP de 13,8kV dentro da sua subestação e que seria necessário a sua troca. Levantaram duas hipóteses, realizar a troca do TP em linha viva ou realizar a troca do TP através de um Desligamento Programado. Sendo assim, realizaram um levantamento para cada hipótese:

Para substituição do TP em linha vida: Para trabalho em linha viva, seria necessário uma equipe externa especializada nesse tipo de trabalho. Seria necessário 4 horas de 1 equipe composta de 1 Encarregado de LV e 2 Eletricistas de Linha Viva com uma caminhonete 4 x 4.

Tabela 7 – Orçamento para equipe externa qualificada para trabalho em Linha Viva.

Mobilização/Desmobilização				
DESCRIÇÃO	Valor Unitário	Unidade	Quantidade	Valor Total
Eletricista de Linha Viva	R\$ 1.758,00	Vb	3	R\$ 5.274,00
Caminhonete CD 4x4	R\$ 3,50	km	440	RS 1.540,00
HORAS EXTRAS				
Eletricista de Linha Viva	R\$ 47,06	hora	12	R\$ 564,72
Técnico Mantenedor	R\$ 115,62	hora	6,00	RS 693,72
Auxiliar Técnico	R\$ 67,58	hora	6,00	R\$ 405,48
TOTAL				R\$ 8.477,92

Para substituição do TP com Desligamento Programado: Foi simulado com o supervisor os tempos previstos para intervenção com os próprios mantenedores da subestação considerando melhor caso e pior caso, como mostra a Tabela 8.

Tabela 8 – Orçamento para o Desligamento Programado.

CONSIDERANDO QUE A INTERVENÇÃO SEJA ANTECIPADA		
TEMPO PROGRAMADO	TEMPO REAL	PV
2h	1,5h	R\$ 6.149,00
2h	2h	R\$ 7.686,69
CONSIDERANDO A INTERVENÇÃO COM ATRASO		
TEMPO PROGRAMADO	TEMPO REAL	PV
1,5h	2h	R\$ 8.647,52
1,5h	1,5h	R\$ 5.765,02

Diante da Tabela 7 e 8 os engenheiros optaram por realizar um Desligamento Programado considerando uma intervenção média de 2h com os próprios mantenedores da subestação.

6.6 Resumo dos Resultados

A Tabela 9 mostra o resumo das penalidades obtidas nos textos das citações feitas no trabalho com os resultados obtidos pelo supervisor, considerando casos de compilação. Como mostrado, os resultados obtidos pelo supervisor foram coerentes e dentro das expectativas.

Existem duas variáveis importantes que são relevantes para o aumento da PV. Na Tabela 4, nota-se que quando utilizado, o fator K_o de muitas FT é sempre mais alto do que o K_p , por se tratar de um desligamento que não é programado e assim dificultando ou trazendo problemas para a programação do sistema elétrico pelo ONS. Isso pode ser visto na Tabela 9 nos resultados das PVI com Desligamento Não Programado, resultando em penalidades muito mais altas. Da mesma forma, é possível notar a outra variável que

contribui para o aumento da PV, o tempo. Neste mesmo quesito para o Desligamento Não Programado, quanto maior o tempo, maior a penalidade. De contrapartida, quando a intervenção pelo agente é programada, utiliza-se o fator multiplicativo K_p das FT, que é muito menor do que o fator multiplicativo K_o . Se compararmos o Desligamento Programado com o Desligamento Não Programado com o mesmo tempo para uma FT igual, a PV será muito menor no Desligamento Programado.

Apesar do Desligamento Programado ter um fator multiplicativo menor, quando o agente deixa a intervenção ultrapassar o tempo que foi programado junto ao ONS, o tempo em atraso começa a ser penalizado como Desligamento Não Programado. Isso pode trazer maiores prejuízos na receita do agente quando comparado ao caso em que a intervenção é antecipada, como mostra a Tabela 9 considerando a mesma FT que recebem o mesmo Pagamento Base (PB).

Deve-se evitar também os Desligamento de Urgência e principalmente o Desligamento de Emergência. Desligamentos também considerados como Desligamentos Não Programados devido ao seu fator multiplicativo ser o K_o igual a 50 e 150 respectivamente, sendo reduzidos para o K_p após os 300 minutos com a FT desligada.

No caso das Restrições Operativas, é um caso relativo em que a fração multiplicadora dependerá muito das correntes de contrato da concessão com quanto de corrente será restringido na intervenção, ou seja, quanto maior for à restrição de corrente para a FT, maior será a PV. Da mesma forma a PV por Atraso, quando maior for o atraso na entrega da FT pelo agente, maior será sua PV. A PVR pode ser uma estratégia para amenizar o pagamento da PV de uma FT titular quando a mesma entra em algum tipo de desligamento, geralmente, a PV de uma FT reserva é muito menor do que uma FT titular.

Tabela 9 – Comparação das simulações para todas as PV com as referências externas e o supervisor.

TIPO DE PV	TEMPO		PV (FONTE EXTERNA)	PV (SUPERVISÓRIO)
	Tempo Junto ao ONS	Tempo Executado		
PVI (Desligamento Programado)	10 min	10 min	R\$ 2.360,11	R\$ 2.360,11
PVI (Desligamento Programado com Antecipação)	180 min	120 min	R\$ 14.190,00	R\$ 14.193,55
PVI (Desligamento Programado com Atraso)	240 min	260 min	R\$ 29.025,00	R\$ 29.032,26
PVI (Desligamento Não Programado)	-	10 min	R\$ 35.401,58	R\$ 35.401,58
PVI (Desligamento Não Programado)	-	300 min	R\$ 1.062.047,27	R\$ 1.062.047,27
PVI (Desligamento Não Programado)	-	720 min	R\$ 1.161.171,68	R\$ 1.161.171,68
PVI (Desligamento de Urgência)	-	10 min	R\$ 80.625,00	R\$ 80.645,16
PVI (Desligamento de Emergência)	-	150 min	R\$ 120.825,00	R\$ 120.967,74
PVRO de Longa Duração	-	4320 min	R\$ 67.520,89	R\$ 67.520,89
PVRO de Curta Duração	-	4320 min	R\$ 53.661,34	R\$ 53.661,34
PVR	-	21600 min	R\$ 142.972,38	R\$ 142.972,38
PVA	-	70 dias	R\$ 95.212,91	R\$ 95.212,91

7 Conclusão e Proposta de Continuidade

Foi possível desenvolver o supervisor para cálculo de Parcela Variável com base na Resolução Normativa N° 729 de 28 de junho de 2016. Desconsiderando algumas discrepâncias para os casos do Desligamento Programado com Antecipação, Desligamento Programado com Atraso e o Desligamento de Urgência, sendo computadores erros de 2,5%, 2,5% e 0,01% respectivamente, quando se compara os resultados obtidos no supervisor com os da fonte externa, os resultados foram satisfatórios e não geraram dúvidas no que foi realizado. Esses erros são devidos a diferença de centavos entre os resultados.

O ambiente de programação utilizado no trabalho foi eficiente para compilar com rapidez os cálculos para cada Parcela Variável. Também, devido o software ser intuitivo na construção de interface, possibilitou de forma fácil realizar a conexão das variáveis de entrada atrelada as diferentes formas de cálculo. Porém, durante os teste e compilações do algoritmo, foram encontrados erros quando o usuário digitava determinadas entradas que não se adequam as formulas para os cálculos das penalidades. Sendo assim, houve uma necessidade de tratamento de erro completo no algoritmo, para delimitar como as variáveis de entrada pudessem ser inseridas nas caixas de texto.

Todos os tipos de desligamentos foram testados simulando casos de algumas intervenções no sistema elétrico. A dificuldade de obter dados de intervenções e desligamentos dos agentes de transmissão pertencente ao setor elétrico brasileiro impossibilitou realizar um maior número de testes para testar a confiabilidade do sistema, devido a essas informações serem particulares de cada agente de transmissão, e não passadas a terceiros. Sendo assim, a partir da coerência dos resultados obtidos neste trabalho é possível utilizar essa primeira versão do supervisor, para análise e o planejamento de intervenções das FT voltado ao setor elétrico de transmissão. Após um grande período de uso para tentar identificar possíveis erros ou mudança na Resolução Normativa, tal que impacte nos resultados, tem-se a proposta de condensar o supervisor e transformá-lo em um aplicativo para celular *smartphone*.

Referências

- ABDIB. *Regulação por incentivos à transmissão: pela necessária volta da simplicidade*. 2019. Disponível em: <<https://www.abdib.org.br/2019/07/03/regulacao-por-incentivos-a-transmissao-pela-necessaria-volta-da-simplicidade/>>. Acesso em: 09 de setembro 2019. 7
- ANEEL. *Resolução normativa Nº 191 de 12 de dezembro de 2005*. 2005. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2005191.pdf>>. Acesso em: 25 maio 2019. 10, 9, 14
- ANEEL. *Resolução Normativa Nº 506*. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012506.pdf>>. Acesso em: 30 maio 2019. 13
- ANEEL. *Resolução normativa Nº 729 de 28 de junho de 2016*. 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2016729.pdf>>. Acesso em: 17 março 2019. 10, 3, 9, 16, 17, 18, 19, 22, 23, 25
- ANEEL. *Qualidade do Serviço Público de Transmissão*. 2019. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656823/0/Junho+de+2018+a+maio+de+2019/114f4a62-d64e-0695-820b-f6350405259b>>. Acesso em: 26 abril 2019. 10, 3, 4
- ANEEL. *Receita Anual Permitida*. 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=97&idPerfil=2>>. Acesso em: 01 junho 2019. 9
- ANEEL. *Receita Anual Permitida*. 2019. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/metodologia-transmissao/-/asset_publisher/6pqBPPJq59Ts/content/receita-anual-permitida-rap/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 01 de junho 2019. 9
- AQUINO, R. Impacto da parcela variável na expansão, operação e manutenção do sistema interligado nacional - proposta para atualização de procedimentos. UFMG, 2018. 26
- BORGES, A. *Falha em linha de Belo Monte*. 2018. Disponível em: <<https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,apagao-atinge-estados-do-norte-e-nordeste-do-brasil,70002236672>>. Acesso em: 23 abril 2019. 3
- BRACIER, O. *OS ENORMES DESAFIOS DA TRANSMISSÃO DE ENERGIA*. 2019. Disponível em: <<http://www.bracier.org.br/site/noticias/brasil/1677-os-enormes-desafios-da-transmissao-de-energia.html>>. Acesso em: 09 de setembro 2019. 7
- CABRAL, R. Gestão de riscos na comercialização de energia: Situação atual e proposta de melhorias práticas. SEPEF, 2015. 8
- CASARIN, R. *Mercado espera forte expansão de projetos de transmissão em 2019*. 2018. Disponível em: <<https://www.dci.com.br/impresso/mercado-espera-forte-expans-o-de-projetos-de-transmiss-o-em-2019-1.767662>>. Acesso em: 09 de setembro 2019. 7
- ELÉTRICA, M. da. *Transformador*. 2019. Disponível em: <<https://www.mundodaeletrica.com.br/tipos-de-transformadores/>>. Acesso em: 29 maio 2019. 7, 12

GOMES, R. *A Gestão do Sistema de Transmissão do Brasil*. [S.l.]: FGV, 2012. 2

HOMOBONO, T. Criticidade em getão de ativos - vantagens de conhecer a importância dos ativos da transmissora. XV EDAO, 2018. 25

JESUS, L. d. S. Avaliação da parcela variável para apuração da qualidade do serviço de transmissão no brasil segundo conceitos de confiabilidade. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2008. 1

JÚNIOR, J. Reatores para controle do fluxo de potência e suas consequências para a qualidade de energia. UFMG, 2012. 12

LSM. *Idosa Morre Durante Falta de Energia*.

2019. Disponível em: <<https://leisecamarica.com.br/>

lidos-a-de-79-anos-transferida-do-hospital-de-marica-durante-falta-de-energia-eletrica-morre-na-upa-d>. Acesso em: 23 abril 2019. 3

ONS. Submódulo 10.1 - manual de procedimentos da operação: conceituação geral. 2010. 4, 5

ONS. Manual de procedimentos da operação - módulo 10 - submódulo 10.22. 2016. 1

ONS. *O Sistema Interligado Nacional*. 2019. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>. Acesso em: 14 maio 2019. 4

ONS. *Síntese da Apuração Mensal - Abril/2019*. 2019. Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/SEAMSE_201904.pdf>. Acesso em: 06 maio 2019. 4

PMA. *Linha de Transmissão*. 2018. Disponível

em: <<http://www.prefeituradeatibaia.com.br/noticia/>

ibama-realiza-audiencias-publicas-para-tratar-sobre-a-linha-de-transmissao-500kv-fernao-dias-termina>. Acesso em: 28 maio 2019. 7, 11

RANGEL, R. K.; KIENITZ, K. H.; BRANDÃO, M. P. Sistema de inspecao de linhas de transmissao de energia electrica utilizando veiculos aereos nao-tripulados. Sep, 2009. 11, 15

RIBEIRO, A. C. C. *ANÁLISE DA PÓS-OPERAÇÃO DO PONTO DE VISTA DO AGENTE DE TRANSMISSÃO*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015. 5, 42, 44, 51, 53

SILVA, S. G. et al. Sistema interligado nacional: análise das penalizações impostas às transmissoras com foco na aplicação da parcela variável. Universidade Federal de Uberlândia, 2016. 26

UMANS, S. D. *Máquinas Elétricas de Fitzgerald e Kingsley-7*. [S.l.]: AMGH Editora, 2014. 11

UNIFEI. *Disjuntor de Média Tensão*. 2012. Disponível em: <<https://projetosubestacaounifei.wordpress.com/2012/09/19/disjuntores/>>. Acesso em: 30 maio 2019. 7, 14

WALVIS, A. Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia. FGV, 2014. 7

WEG. *Reator de Derivação*. 2019. Disponível em: <<https://www.tseaenergia.com.br/produtos/reatores/reator-de-derivacao/>>. Acesso em: 30 maio 2019. 7, 13

8 Anexo 1

Principais algoritmos para calcular as Parcelas Variáveis:

```
Private Sub boxCorProjLog_KeyPress(ByVal sender As System.Object, ByVal i As System.Windows.Forms.KeyPressEventArgs)
    If Not Char.IsNumber(i.KeyChar) And Not i.KeyChar = vbBack And Not i.KeyChar = "," Then i.Handled = True
    If i.KeyChar = "," And (InStr(boxCorProjLog.Text, ",") > 0) Then i.Handled = True
End Sub
```

Figura 49 – Algoritmo para tratamento dos caracteres digitados em uma caixa de texto específica. Fonte: Autor.

```
tempoProgR = boxDesProg_R.Text
tempoProgP = boxDesProg_P.Text

If tempoProgR <= tempoProgP Then
    ' - Desligamento Programado (Executado ANTES do programado)
    resProg = calProgramado_Antecipado(kp, tempoProgR, tempoProgP)
Else
    ' - Desligamento Programado (Executado DEPOIS do programado)
    resAtraso = calProgramado_Atrasado(kp, tempoProgP, tempoProgR)
End If

If
```

Figura 50 – Algoritmo que realiza a comparação do tempo programado junto ao ONS e o tempo executado. Fonte: Autor.

```
Public Function calProgramado_Antecipado(ByVal kp As Double, ByVal tempoProgR As Double, ByVal tempoProgP As Double) As Double
    Dim auxkp_prog As Double, aux_tempoN_utilizado As Double

    auxkp_prog = kp

    If tempoProgR < tempoProgP Then
        aux_tempoN_utilizado = tempoProgP - tempoProgR
        calProgramado_Antecipado = (auxkp_prog * tempoProgR) + (0.2 * auxkp_prog * aux_tempoN_utilizado)
    Else tempoProgR = tempoProgP
        calProgramado_Antecipado = auxkp_prog * tempoProgR
    End If
End Function
```

Figura 51 – Algoritmo para PV referente a intervenção antecipada. Fonte: Autor.

```

Public Function calProgramado_Atrasado(ByVal kp As Double, ByVal tempoProgP As Double, ByVal tempoProgR As Double) As Double

    Dim Tex As Double, auxRes As Double, auxkp_DAtraso As Double

    auxkp_DAtraso = kp

    If tempoProgR > tempoProgP Then

        Tex = tempoProgR - tempoProgP

        If Tex > 30 Then
            auxRes = (auxkp_DAtraso * 1.5 * 30) + (auxkp_DAtraso * 5 * (Tex - 30))
        Else
            auxRes = (1.5 * auxkp_DAtraso * Tex)
        End If

        calProgramado_Atrasado = (auxkp_DAtraso * tempoProgP) + (auxRes)

    Else tempoProgR = tempoProgP

        calProgramado_Atrasado = (auxkp_DAtraso * tempoProgP)

    End If

```

Figura 52 – Algoritmo para PV referente a intervenção atrasada. Fonte: Autor.

```

' - Desligamento não Programado
4 references
Public Function calNProg(ByVal kp As Double, ByVal ko As Double, ByVal tempoNProg As Double) As Double

    Dim auxkp_NProg As Double, auxko_NProg As Double, t1_NProg As Double, t2_NProg As Double

    auxkp_NProg = kp
    auxko_NProg = ko

    If tempoNProg > 300 Then
        t1_NProg = 300
        t2_NProg = tempoNProg - t1_NProg

        calNProg = (auxko_NProg * t1_NProg) + (auxkp_NProg * t2_NProg)
    Else
        calNProg = auxko_NProg * tempoNProg
    End If

End Function

```

Figura 53 – Algoritmo para o Desligamento Não Programado. Fonte: Autor.

```

' - Desligamento de Urgência
4 references
Public Function calUrgencia(ByVal kp As Double, ByVal tempoUrgencia As Double) As Double

    Dim auxkp_Urgen As Double, auxko_Urgen As Double, t1_Urgen As Double, t2_Urgen As Double

    auxkp_Urgen = kp
    auxko_Urgen = 50

    If tempoUrgencia > 300 Then
        t1_Urgen = 300
        t2_Urgen = tempoUrgencia - t1_Urgen
        calUrgencia = (auxko_Urgen * t1_Urgen) + (auxkp_Urgen * t2_Urgen)
    Else
        calUrgencia = auxko_Urgen * tempoUrgencia
    End If

End Function

```

Figura 54 – Algoritmo para o Desligamento de Urgência. Fonte: Autor.

```

' - Desligamento de Emergência
4 references
Public Function calEmergencia(ByVal kp As Double, ByVal tempoEmergencia As Double) As Double

    Dim auxkp_Emer As Double, auxko_Emer As Double, t1_Emer As Double, t2_Emer As Double

    auxkp_Emer = kp
    auxko_Emer = 150

    If tempoEmergencia > 300 Then
        t1_Emer = 300
        t2_Emer = tempoEmergencia - t1_Emer
        calEmergencia = (auxko_Emer * t1_Emer) + (auxkp_Emer * t2_Emer)
    Else
        calEmergencia = auxko_Emer * tempoEmergencia
    End If
End Function

```

Figura 55 – Algoritmo para o Desligamento de Emergência. Fonte: Autor.

```

Else
    corProjLog = boxCorProjLog.Text
    corRedLog = boxCurRedLog.Text
    rol = corRedLog / corProjLog
    drol = boxTempLog.Text
    resReLo = rol * drol
End If

```

Figura 56 – Algoritmo para Restrição Operativa de Longa Duração. Fonte: Autor.

```

Else
    corProjCur = boxCorProjCur.Text
    corRedCur = boxCurRedCur.Text
    roc = corRedCur / corProjCur
    droc = boxTempCur.Text
    resReCu = roc * droc
End If

```

Figura 57 – Algoritmo para Restrição Operativa de Curta Duração. Fonte: Autor.

```

Else
    tempo = boxPVR.Text
    PVR = (PB / (24 * 60 * dia)) * tempo
End If

```

Figura 58 – Algoritmo para uso da FT reserva. Fonte: Autor.

```
' --- Verificar os parâmetros e calcula o PVA

If boxDiasAtra.Text = "" Then
    PVA = 0
ElseIf boxDiasAtra.Text = "," Then
    MsgBox("Corrija o preenchimento da 'Quantidade de dias' para a PVA.", MsgBoxStyle.Information, "Atenção!")
    Exit Sub
Else
    If boxDiasAtra.Text <= 60 Then
        aux1_quantDias = boxDiasAtra.Text
        PVA = ((PB / 30) * 0.25) * aux1_quantDias
    ElseIf boxDiasAtra.Text > 60 And boxDiasAtra.Text <= 90 Then
        aux1_quantDias = boxDiasAtra.Text
        aux2_quantDias = aux1_quantDias - 60

        PVA = ((PB / 30) * 0.25) * 60 + (PB / 30) * aux2_quantDias
    Else
        MsgBox("A quantidade de dias está fora dos limites para efeito de descontos!", MsgBoxStyle.Information, "Atenção!")
    End If
End If
```

Figura 59 – Algoritmo para FT com atraso para entrada de operação. Fonte: Autor.

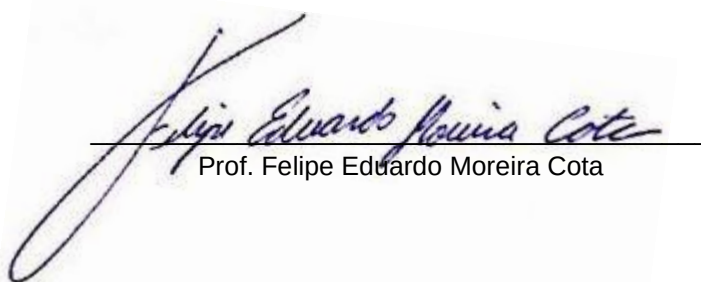


MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
Universidade Federal de Ouro Preto – UFOP
Instituto de Ciências Exatas e Aplicadas
Colegiado do Curso de Engenharia de Elétrica

DECLARAÇÃO DE CONFERÊNCIA DA VERSÃO FINAL

1. Declaro que conferi a versão final a ser entregue pelo aluno Willian Teixeira Olivio, autor do trabalho de conclusão de curso intitulado “Estudo de Penalidades Aplicadas aos Agentes de Transmissão Utilizando um Algoritmo Para Cálculo de Parcela Variável”, quanto à conformidade nos seguintes itens:
2. A monografia corresponde a versão final, estando de acordo com as sugestões e correções sugeridas pela banca e seguindo as normas ABNT;
3. A versão final da monografia inclui a ata de defesa, a ficha catalográfica e o termo de responsabilidade devidamente assinado.

João Monlevade, 20 de dezembro de 2019.



Prof. Felipe Eduardo Moreira Cota