



Universidade de Brasília

Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

Análise das Distribuidoras do Centro-Oeste sobre o tema de Continuidade de Fornecimento

Felipe Viana Santana

Monografia apresentada como requisito parcial
para conclusão do Bacharelado em Engenharia Elétrica

Orientador
Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo

Brasília
2021



Universidade de Brasília

Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

Análise das Distribuidoras do Centro-Oeste sobre o tema de Continuidade de Fornecimento

Felipe Viana Santana

Monografia apresentada como requisito parcial
para conclusão do Bacharelado em Engenharia Elétrica

Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo (Orientador)
Universidade de Brasília

Prof. Dr. Francis Arody Moreno Vaquez
Universidade de Brasília

Sérgio de Castro Damasceno
Agência Nacional de Energia Elétrica

do Bacharelado em Engenharia Elétrica

Brasília, 03 de Novembro de 2021

Dedicatória

Presto minha singela homenagem ao Senhor *Jeová*, à minha mãe, *Zileide*, e ao meu pai, *Décio*, pelos princípios, valores e esforço incansável ao me apoiar na luta pelos meus sonhos.

De suma importância, dedico esse trabalho à minha família que esteve comigo dia a dia e tornou meus dias mais leves e emocionantes: *Gustavo, Vítor, Décio Murilo, João Guilherme e Rejane dos Santos*.

Agradecimentos

Agradeço imensamente à *Jeová* por permitir essa oportunidade de vida, à minha mãe, *Zileide*, pela criação exemplar, dedicação, carinho e ao meu pai, *Décio*, pelo exemplo, amor, direcionamentos e amizade.

Aos meus professores e mentores da Universidade de Brasília, que me moldaram o profissional que sou por meio de exaustivos e sensacionais desafios.

Obrigado aos meus irmãos de vida em quem confio e que estiveram comigo durante todo o caminho: *Lucas Rabelo, Jean Araújo, Sandro Muniz, João Vítor Barbosa e Yan Oliveira*.

Gratidão imensa pelos meus amigos excepcionais da elétrica que estiveram lutando comigo ombro a ombro, enfrentando batalhas similares, em especial: *Matheus Noschang, Rubens Braz, Thiago Sena, Felipe Folha, Felipe Rissoli, Luan Barreto e Gabriel Pimenta*.

Faço agradecimentos ao Sandro por todas as discussões e disponibilidade em me auxiliar na validação dos programas criados.

À minha namorada, *Rafaela Costa*, que esteve comigo como amiga, parceira e trazendo muita leveza na luta por nossos sonhos.

Aos meus colegas da ENETEC, que me ensinaram a ser beta e ter foco no resultado, em especial: *Igor Lima, Marçal Mesquita, Pedro Cardozo, Lucas Ferreira, Brenno Vale, Helena, Felipe Braga, Leandro Bottechia, Luiz Augusto Fidalgo, André Seiki e Anne*.

Aos meus coordenadores de estágio na CAD/SFE, em especial: *Sérgio Damasceno, Maxwell Oliveira e Gustavo Nery*, que ampliaram o horizonte do meu aprendizado e de suas possíveis aplicações.

Resumo

Este trabalho consiste na análise da troca de gestão pública para a gestão privada em relação à qualidade do serviço prestado na área de distribuição de energia elétrica da Enel Distribuição Goiás no período de 2015 a 2020. O objetivo é constatar a evolução positiva ou negativa por meio dos indicadores de continuidade na perspectiva global, interna e dos conjuntos de unidades consumidoras, além dos principais fatos geradores das ocorrências emergenciais de acordo com as gestões da distribuidora. Também foi realizada a análise da relação entre as ações da distribuidora e os resultados positivos obtidos.

Devido à variação positiva da Enel GO no ciclo de 2019 a 2020, principalmente, durante a vigência do Plano de Acompanhamento Emergencial, verificou-se a evolução do desempenho das distribuidoras de energia elétrica localizadas no centro-oeste do Brasil nesse intervalo temporal. Dentre as cinco distribuidoras analisadas, quatro detinham a gestão privada enquanto uma delas possuía a gestão pública no período de 2019 a 2020. Avaliou-se a qualidade do serviço prestado na área de distribuição de energia elétrica quanto aos resultados obtidos na evolução dos indicadores técnicos e os principais fatos geradores de ocorrências emergenciais de acordo com a gestão pública ou privada de cada distribuidora na região do centro-oeste de 2019 a 2020.

Constatou-se que a evolução positiva da Enel Distribuição Goiás entre 2019 e 2020 é decorrente das ações da distribuidora no Plano de Acompanhamento Emergencial. Observou-se que o aumento de equipes e o investimento em sistemas de telecontrole incorreram em melhora significativa da qualidade do serviço. Além disso, ao comparar a evolução das distribuidoras do centro-oeste de 2019 a 2020, percebeu-se que a distribuidora cuja gestão era pública apresentou as maiores variações negativas quanto à qualidade do serviço e a pior apuração dos fatos geradores de ocorrências emergenciais. Em relação aos principais fatos geradores das ocorrências emergenciais na área de distribuição no centro-oeste, verificou-se que as principais causas são “Próprias do Sistema – Falha de Material ou Equipamento” e “Meio ambiente – Descarga Atmosféricas”.

Palavras-chave: Distribuição de Energia Elétrica, ANEEL, Indicadores de Continuidade de Fornecimento, Ocorrências Emergenciais

Abstract

This scientific paper contains the analysis of management change from public to private of the energy distributor "Enel Distribuição Goiás" about the quality of the energy distribution service in the period from 2015 to 2020. The goal is to evaluate the development of the global, intern and consumer units group perspectives, besides the main reasons of the emergency occurrences according to each management. This survey also demonstrates the relationship between the distributor's actions and the variation of the reliability indicators.

Due to the positive result of Enel GO's service in the cycle of 2019 to 2020, mainly, during the Emergency Monitoring Plan, this survey also evaluated the energy distributors' developments of the midwest region of Brazil, composed of five energy distributors. Along this period, four of them were private and one was public. The quality of the energy distribution service was verified using the reliability indicators and the main reasons of the emergency occurrences in midwest region of Brazil between 2019 and 2020.

The survey findings demonstrate the positive variation of the energy distributor "Enel Distribuição Goiás" in 2019 and 2020 is due to the actions implemented on the Emergency Monitoring Plan. The increase of work teams to handle the emergency occurrences and the investment in remote control system entailed a significant service quality's improvement. Besides these actions, when compared to the other midwest energy distributor's developments, it was found that the public distributor presented the worst variation when it comes to energy quality service in indicators analysis and the worst determination of emergency occurrence's reasons. It was noticed that the main midwest emergency occurrence's reasons, along the period of 2019 to 2020, were "System - Material or Equipment Failure" and "Environment - Atmospheric Discharge".

Keywords: Energy Distributor, ANEEL, Reliability Indicator, Emergency Occurrences

Sumário

1	Introdução	1
1.1	Objetivo	5
1.2	Motivação	5
1.3	Estrutura	6
2	Fundamentação Teórica	7
2.1	Resoluções Normativas	7
2.2	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST	7
2.2.1	Módulo 1 - Introdução	8
2.2.2	Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica	9
2.2.2.1	Indicadores de Qualidade	9
2.2.3	Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica	14
3	Materiais e Métodos	15
3.1	Materiais	15
3.2	Metodologia	16
4	Análise dos Resultados	19
4.1	Estudo de caso - Enel Distribuição Goiás	19
4.1.1	Análise do Indicador DEC	20
4.1.1.1	DEC Global	20
4.1.1.2	DEC Interno	21
4.1.2	DEC dos Conjuntos de Unidades Consumidoras	22
4.1.3	Análise do Indicador FEC	29
4.1.3.1	FEC Global	29
4.1.3.2	FEC Interno	30
4.1.4	FEC dos Conjuntos de Unidades Consumidoras	31
4.1.5	Fatos Geradores das Ocorrências Emergenciais	32
4.1.6	Comparação entre as gestões de 2015 a 2020 - Celg-D e Enel GO	37

4.2	Análise das Distribuidoras do Centro-Oeste de 2019 a 2020	39
4.2.1	Análise do Indicador DEC	39
4.2.1.1	DEC Global	39
4.2.1.2	DEC Interno	44
4.2.1.3	DEC dos Conjuntos de Unidades Consumidoras	46
4.2.2	Análise do Indicador FEC	50
4.2.2.1	FEC Global	50
4.2.2.2	FEC Interno	55
4.2.2.3	FEC dos Conjuntos Elétricos	57
4.2.3	Fatos Geradores das Ocorrências Emergenciais	61
4.3	Ações da Enel Distribuição Goiás no Plano Emergencial	76
4.3.1	Ampliação da Operação e Manutenção da Rede	78
4.3.2	Aceleração dos Investimentos para Melhoria da Qualidade	82
4.3.3	Metodologia de Ações de Gestão e de Investimentos por Conjunto	87
4.3.4	Síntese das Ações	90
5	Conclusão	92
5.1	Futuros Passos	93
6	Anexo	94
6.1	Anexo I	95
	Referências	99

Lista de Figuras

2.1	Estratificação das interrupções de longa duração - Prodist Módulo 8	12
4.1	Evolução do DEC Global de 2015 a 2020	21
4.2	Evolução do DEC Interno de 2015 a 2020	22
4.3	Evolução dos Conjuntos Elétricos quanto ao indicador DEC por conjunto de 2015 a 2020 semestralmente	22
4.4	Evolução do DEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2015 a 2020 Semestralmente	23
4.5	Evolução do DEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite dos 148 conjuntos da Celg-D	24
4.6	Evolução do DEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite dos 156 conjuntos da Enel GO	25
4.7	Mapas do DEC em relação ao limite na área de concessão da Enel GO comparando (a) Janeiro/19 a (b) Janeiro/20.	26
4.8	Mapas do DEC em relação ao limite na área de concessão da Enel GO comparando (a) Junho/19 a (b) Junho/20.	26
4.9	Mapas do DEC em relação ao limite na área de concessão da Enel GO comparando (a) Dezembro/19 a (b) Dezembro/20.	27
4.10	Mapa do DEC em relação ao limite na área de concessão comparando (a) Janeiro/16 a (b) Janeiro/20.	27
4.11	Mapa do DEC em relação ao limite na área de concessão comparando (a) Junho/16 a (b) Junho/20.	28
4.12	Mapas do DEC em relação ao limite na área de concessão da Enel GO comparando (a) Dezembro/16 a (b) Dezembro/20.	28
4.13	Evolução do FEC Global de 2015 a 2020	29
4.14	Evolução do FEC Interno de 2015 a 2020	30
4.15	Evolução dos Conjuntos Elétricos quanto ao indicador FEC por conjunto de 2015 a 2020 semestralmente	31
4.16	Evolução do FEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2015 a 2020	32

4.17	Gráfico da Segmentação da Quantidade de Ocorrências Emergenciais dos anos de 2015 e 2020 dos Fatos Geradores com maior frequência	35
4.18	Evolução da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “Falha Operacional – Serviço mal Executado”	35
4.19	Evolução da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “Meio ambiente”	36
4.20	Evolução da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “ Próprias do Sistema – Falha Material ou de equipamento”	36
4.21	Evolução da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “Terceiros - Defeito Interno não afetando outras unidades consumidoras”	37
4.22	Evolução da EMT do DEC Global de 2019 a 2020	40
4.23	Evolução da EMS do DEC Global de 2019 a 2020	41
4.24	Evolução da Chesp do DEC Global de 2019 a 2020	42
4.25	Evolução da CEB do DEC Global de 2019 a 2020	43
4.26	Evolução Chesp do DEC Interno de 2019 a 2020	44
4.27	Evolução CEB do DEC Interno de 2019 a 2020	45
4.28	Evolução da EMT do DEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2019 a 2020	46
4.29	Evolução da EMS do DEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2019 a 2020	47
4.30	Evolução da Chesp do DEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2019 a 2020	48
4.31	Evolução da CEB do DEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2019 a 2020	49
4.32	Evolução da EMT do FEC Global de 2019 a 2020	51
4.33	Evolução da EMS do FEC Global de 2019 a 2020	52
4.34	Evolução da Chesp do FEC Global de 2019 a 2020	53
4.35	Evolução da CEB do FEC Global de 2019 a 2020	54
4.36	Evolução da Chesp do FEC Interno de 2019 a 2020	55
4.37	Evolução da CEB do FEC Interno de 2019 a 2020	56
4.38	Evolução da EMT do FEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2019 a 2020	57
4.39	Evolução da EMS do FEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2019 a 2020	58
4.40	Evolução da Chesp do FEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2019 a 2020	59
4.41	Evolução da CEB do FEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2019 a 2020	60

4.42	Gráfico da EMT da Segmentação da Quantidade de Ocorrências Emergenciais dos anos de 2019 e 2020 dos Fatos Geradores com maior frequência . . .	62
4.43	Evolução da EMT da Quantidade de Ocorrências Emergenciais “Próprias do Sistema”: Vandalismo (a), Serviço Mal executado (b) e Sobrecarga (c) . . .	64
4.44	Evolução da EMT da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “ Próprias do Sistema – Falha Material ou de equipamento”	64
4.45	Evolução da EMT da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “Meio ambiente – Descarga Atmosférica”	65
4.46	Evolução da EMT da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “ Meio ambiente”: Árvore ou Vegetação (a), Vento (b) e Animais (c)	65
4.47	Evolução da EMT da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por Terceiros – Interferência de Terceiros	66
4.48	Evolução da EMT da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “Próprias do Sistema”: Não classificada e Não Identificada	66
4.49	Gráfico da EMS da Segmentação da Quantidade de Ocorrências Emergenciais dos anos de 2019 e 2020 dos Fatos Geradores com maior frequência . . .	67
4.50	Evolução da EMS da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “ Próprias do Sistema – Falha Material ou de equipamento”	68
4.51	Evolução da EMS da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “Meio ambiente – Descarga Atmosférica”	68
4.52	Evolução da EMS da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “Meio ambiente”: Árvore ou Vegetação (a), Vento (b) e Animais (c)	69
4.53	Evolução da EMS da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por Não Classificada	69
4.54	Gráfico da Chesp da Segmentação da Quantidade de Ocorrências Emergenciais dos anos de 2019 e 2020 dos Fatos Geradores com maior frequência	70
4.55	Evolução da Chesp da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “Meio ambiente – Descarga Atmosférica”	71
4.56	Evolução da Chesp da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “ Próprias do Sistema – Falha Material ou de equipamento”	72
4.57	Evolução da Chesp da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por "Terceiros- Defeito Interno não Afetando Outras Unidades Consumidores . . .	72
4.58	Gráfico da CEB da Segmentação da Quantidade de Ocorrências Emergenciais dos anos de 2019 e 2020 dos Fatos Geradores com maior frequência . . .	73
4.59	Evolução da CEB da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “Terceiros - Defeito interno nao afetando outras unidades consumidoras” (a), “Próprias do Sistema – Não identificada” (b) e "Não Classificada"(c)	74

4.60	Equipes para Atendimento às Ocorrências Emergenciais - Retirada da Nota Técnica Final do Plano Emergencial - ANEEL [1]	78
4.61	TMAE da Unidade Operativa Sul - Apresentação Enel Distribuição Goiás - 2º Reunião de Acompanhamento (Adaptado) [2]	80
4.62	Evolução Acumulada de Instalação de Telecontroles de Janeiro/19 a Agosto/20 para Alcance das Metas do Plano para Redução dos Indicadores de Continuidade [3]	83
4.63	Mapa da Área de Concessão da Enel GO em relação à Distribuição de Telecontroles Intalados	84
4.64	Mapa da Área de Concessão da Enel GO quanto à Quantidade de Telecontroles intalados em cada Conjunto	85
4.65	Evolução da Quantidade de Conjunto quanto à Melhora ou Piora do Indicador DEC em relação ao Limite, mês a mês	85
4.66	Evolução da Quantidade de Conjunto quanto à Melhora ou Piora do Indicador FEC em relação ao Limite, mês a mês	86
4.67	Mapas do DEC em relação ao Limite na Área de Concessão da Enel GO comparando (a) Dezembro/19 a (b) Dezembro/20.	86
4.68	Esquema de Definição e Priorização para o Plano de Manutenção e os respectivos Conjuntos [3]	87
4.69	Gráfico de Dispersão para a Análise dos Alimentadores com Maior Impacto no seu Respeitivo Conjunto [3]	88
4.70	Matriz de Classificação dos Alimentadores para Análise da Recorrência e Impacto [3]	89
4.71	Atividades Planejadas de Janeiro/20 a Agosto/20 para Alcance das Metas do Plano para Redução de Intervenções [3]	90

Lista de Tabelas

1.1	Mudanças do Setor Elétrico (CCEE, 2009, Adaptado) [4]	4
4.1	Quantidade de Ocorrências Emergenciais por ano dos Fatos Geradores com maior frequência	34
4.2	Quantidade de Ocorrências Emergenciais da EMT por ano dos Fatos Geradores com maior frequência	63
4.3	Quantidade de Ocorrências Emergenciais da EMS por Ano dos Fatores Geradores com maior frequência	67
4.4	Quantidade de Ocorrências Emergenciais da Chesp por Ano dos Fatos Geradores com maior frequência	71
4.5	Quantidade de Ocorrências Emergenciais da CEB por Ano dos Fatos Geradores com maior frequência	73
4.6	Metas em relação ao cumprimento ou descumprimento acordado no Plano Emergencial e no Termo de Compromisso retirada do 18º relatório da ENEL GO, último relatório de acompanhamento do Plano [5]	76
4.7	Metas em relação ao cumprimento ou descumprimento acordado no Plano Emergencial e no Termo de Compromisso retirada do 18º relatório da ENEL GO, último relatório de acompanhamento do Plano	79
4.8	Resumo do Indicador TMAE de Fevereiro/2018 a Abril/2018 dos conjuntos da região sul, segundo a Enel Distribuição Goiás	80
4.9	Resumo do Indicador TMAE de Fevereiro/2019 a Abril/2019 dos conjuntos da região sul, segundo a Enel Distribuição Goiás	81
4.10	Ações do Plano de Ações Prioritárias da Enel Distruição Goiás e Resultados Esperados [6]	82
6.1	Código das Ocorrências Emergencias com Inconsistência no Banco de Dados da ANEEL - SFE_OCORRENCIA_ABERTA	94
6.2	Código das Ocorrências Emergencias com Inconsistência no Banco de Dados da ANEEL - SFE_OCORRENCIA_ABERTA	95

6.3	Conjuntos Prioritários da Concessão Neoenergia Distribuição Brasília de acordo a análise dos anos de 2019 e 2020	95
6.4	Conjuntos Prioritários da Concessão Energisa Mato Grosso do Sul de acordo a análise dos anos de 2019 e 2020	96
6.5	Conjuntos Prioritários da Concessão Energisa Mato Grosso de acordo a análise dos anos de 2019 e 2020	96
6.6	Conjuntos Prioritários da Concessão Enel Distribuição Goiás de acordo a análise dos anos de 2019 e 2020	97
6.7	Conjuntos Prioritários da Concessão Enel Distribuição Goiás de acordo a análise dos anos de 2019 e 2020	98

1 Introdução

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é composto pela geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica a partir 2004. Cada estrutura possui suas especificidades e desafios para alcançar o objetivo de fornecimento de energia elétrica para a sociedade.

Antes de 1990, a geração, a transmissão e a distribuição eram serviços executados em um modelo com empresas verticalizadas, ou seja, empresas que executavam todos os serviços da cadeia produtiva de energia elétrica. Em geral, naquela época, essas empresas eram públicas no Brasil.

A década de 90 é marcada pela reestruturação do setor elétrico brasileiro. O contexto econômico e político da época apresentava uma exaustão da capacidade de investimento das empresas estatais no setor elétrico, principalmente, influenciado pela contenção tarifária desde 1970 e pelo acúmulo de dívidas. [7]

Então, o Presidente Fernando Collor de Mello sanciona a Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990, que determina a criação do Programa Nacional de Desestatização (PND) [8]. O objetivo do PND era acarretar uma diminuição da dívida pública e reformular a estratégica do Estado na economia, transferindo as atividades que demonstravam ser indevidamente exploradas pela gestão pública para a gestão privada. [7]

A partir do governo de Itamar Franco (1992-1994), a reestruturação do setor elétrico continua por meio da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, conhecida como Lei da Desqualificação Tarifária, a qual estabelece um novo regime tarifário para as empresas de energia elétrica. [7] [9]

A reestruturação do setor elétrico consiste na desverticalização da cadeia produtiva, ou seja, a geração, a transmissão e a distribuição devem ser segmentos independentes. Além disso, é criado o segmento de comercialização de energia.

Já em 7 de julho de 1995, o Presidente Fernando Henrique Cardoso sanciona a Lei nº 9.074 que trata sobre concessões, permissões e define maior segmentação das funções dos agentes no setor elétrico (geradoras, transmissoras e distribuidoras) [10]. Além disso, o produtor independente de energia elétrica é inserido num contexto em que impulsiona a comercialização de energia.

Ainda em 1995, a Lei nº 8.987 estipulou a primeira definição de serviço adequado de energia elétrica no regime de concessão e permissão de serviços públicos. [7] Essa lei trata sobre os editais de concessão e permissão, os direitos e obrigações dos usuários, política tarifária, a licitação, os encargos do concedente e das concessionárias, a intervenção e extinção da concessão. [11]

No ano seguinte, 1996, o Ministério de Minas e Energia - MME, criado pela Lei nº 3.782 de 22 de Julho de 1960, coordena e implanta o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB) [12]. Segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, as principais conclusões do projeto foram a necessidade de desverticalização das empresas de energia elétrica; incentivar a competição na geração e comercialização; e manter sob regulação os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados como monopólios naturais, sob regulação do Estado. [7]

Vale ressaltar que o monopólio natural é uma organização de mercado que apresenta custos fixos bastante elevados, porém, custos variáveis e marginais muito reduzidos em comparação aos custos fixos. [13] Por exemplo, a distribuição de energia elétrica é considerada um monopólio natural, pois os custos fixos do empreendimento inviabilizam economicamente a oferta do serviço de duas ou mais empresas numa mesma rua, ofertando-o para as mesmas unidades consumidoras. Assim, tem-se que a maioria dos países desenvolvidos optam pela privatização da distribuição de energia elétrica de seus países, sendo esses monopólios naturais executados por empresas privadas com rigorosa regulamentação instituída pelo governo.

Então, a Lei nº 9.427, de 26 de Dezembro de 1996, institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL como autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal [14]. Além disso, atribui à ANEEL a finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. [7]

Em 1997, a ANEEL é efetivamente constituída com a publicação do Decreto 2.335, de 6 de outubro de 1997, no qual estabelece as diretrizes da ANEEL, suas atribuições e estrutura básica [15]. Com a Portaria MME nº 349, de 28 de novembro de 1997, fica aprovada o regime interno da autarquia. Assim, extingue-se o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE, criado em 1968, transferindo as funções a respeito do setor elétrico para a ANEEL. [7]

Ainda em 1997, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, institui o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE cujo intuito é propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas para o setor energético brasileiro. [16]

Em 1998, foi constituído o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, que seria substituído pela CCEE em 2004, uma associação civil sem fins lucrativos mantida

pelo conjunto de agentes que atuam no mercado de energia e está sujeita à autorização, fiscalização e regulamentação da ANEEL. [7]

Ainda em 1998, foi instituído o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Após ter sido criado em 26 de Agosto de 1998, ele incorporou as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do Sistema Interligado Nacional – SIN, também fiscalizado e regulado pela ANEEL. Além disso, substituiu o Grupo Coordenador para Operação Interligada – GCOI. [7]

No final do governo do Presidente Fernando Henrique Cardoso, em resposta à crise de energia elétrica de 2001, foi criada a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE com a missão de propor aperfeiçoamentos do atual modelo. No ano seguinte, a GCE foi substituída pela Câmara de Gestão do Setor Elétrico – CGSE, sendo que seu intuito é definir diretrizes para elaboração da política do setor de energia elétrica que serão sugeridas à CNPE. [7]

A Lei nº 10.847/2004 autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE [17] a prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética para fornecer os resultados que serão utilizados no planejamento do setor elétrico. [7]

Ademais, a Lei nº 10.848/2004 estabeleceu novas regras de comercialização de energia elétrica em relação à comercialização de energia [17], na qual foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam Agentes de Geração e de Distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam Agentes de Geração, Comercializadores, Importadores e Exportadores de energia e Consumidores Livres. [7]

A Tabela 1.1 [4] resume as principais características que mudaram no modelo organizacional do setor elétrico desde o século XX:

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (a partir de 2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios (Competição inexistente)	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até ago/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCS D) para as Distribuidoras.

Tabela 1.1: Mudanças do Setor Elétrico (CCEE, 2009, Adaptado) [4]

1.1 Objetivo

Cerca de 30 anos após o PND e a privatização de quatro das cinco distribuidoras que compõem a região do centro-oeste, esse trabalho visa avaliar a distribuidora Enel Distribuição Goiás em relação à qualidade do serviço da distribuição de energia elétrica durante a troca de gestão pública para privada no período de 2015 a 2020, usando os indicadores de continuidade na perspectiva global, interna e dos conjuntos de unidades consumidoras, além de verificar a variação dos principais fatos geradores de ocorrências emergenciais nesse período.

Devido à melhora significativa da qualidade do serviço da Enel Distribuição Goiás constatada no período de 2019 a 2020, esse estudo também tem o intuito de analisar a qualidade do serviço prestado na área de distribuição do centro-oeste e os principais fatos geradores das ocorrências emergenciais na região nesse intervalo temporal. Vale ressaltar que as distribuidoras que compõem a região do centro-oeste são a Enel Distribuição Goiás (ENEL GO), a Neoenergia Distribuição Brasília (Neoenergia Brasília), a Energisa Mato Grosso (EMT), a Energisa Mato Grosso do Sul (EMS) e a Companhia Hidroelétrica São Patrício (CHESP).

1.2 Motivação

Diante do exposto, percebe-se que o modelo de cadeia produtiva do setor elétrico com segmentos independentes continua sendo disseminado desde a década de 90, atrelado à um crescimento da regulação e da fiscalização dos agentes do setor elétrico: geradoras, transmissoras e distribuidoras.

Desde o Programa Nacional de Desestatização, as distribuidoras de energia elétrica estão sendo privatizadas. Por exemplo, a Celg-D passou para a gestão do grupo Enel Brasil em 2017 e a CEB para a gestão do grupo Neoenergia em 2021. Além disso, verificou-se no centro-oeste também a troca de gestão entre empresas já privatizadas, especificamente, em 2014. No caso, os grupos acionários Rede e Energisa.

Assim, com base no ranking de distribuidoras em relação ao desempenho no tema de Continuidade de Fornecimento de 2020, observou-se que as distribuidoras Neoenergia Brasília (antiga CEB) e Enel GO encontravam-se nas piores posições entre as distribuidoras, respectivamente, o 25º lugar e o 27º lugar das 29 distribuidoras com mais de 400 mil unidades consumidoras [18]. Inclusive, todas as distribuidoras citadas foram selecionadas para o ciclo de plano de resultados fiscalizado pela Coordenação de Análise da Distribuição da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade - CAD da SFE/ANEEL.

Logo, devido ao fato da Enel Distribuição Goiás ter apresentado mais de 3 milhões de unidades consumidoras em 2020 segundo a ANEEL, esse trabalho vai analisar mais detalhadamente essa distribuidora de 2015 a 2020. Além disso, destaca-se a realização da análise da evolução da qualidade de serviço de distribuição e das causas das ocorrências emergenciais na região do centro-oeste de 2019 a 2020.

1.3 Estrutura

- **Capítulo 1:** consiste na contextualização histórica do setor elétrico, na motivação e no objetivo do trabalho.
- **Capítulo 2:** refere-se às resoluções normativas da ANEEL e procedimentos técnicos da área de distribuição de energia elétrica, os quais introduzem as ferramentas para cálculo de indicadores regulamentados, conceitos do setor de distribuição e o conjunto mínimo de informações geográficas para a análise por meio do SIG.
- **Capítulo 3:** aborda a metodologia científica detalhada para análise das distribuidoras do centro-oeste. Para a análise das distribuidoras de 2019 a 2020, aplicou-se as etapas 1 a 5. Enquanto, para a análise da Enel Distribuição Goiás, foram aplicadas as etapas 1 a 8.
- **Capítulo 4:** contém os resultados e constatações obtidas na análise das distribuidoras quanto ao serviço de distribuição de energia elétrica prestado aplicando a metodologia.
- **Capítulo 5:** aborda a conclusão da análise das empresas Enel Distribuição Goiás, Neoenergia Distribuição Brasília, Energisa Mato Grosso, Energisa Mato Grosso do Sul e Companhia Hidroelétrica São Patrício.

2 Fundamentação Teórica

2.1 Resoluções Normativas

As resoluções da ANEEL consistem em atos normativos, os quais são legitimados pelo poder legislativo, segundo entendimento do Supremo Tribunal Federal - STF. A agência reguladora determina as condições técnicas do setor elétrico e realiza suas decisões com base nessas resoluções. As principais resoluções utilizadas na área da distribuição, foco deste trabalho, estão listadas abaixo, sendo elas as Resoluções Ren n° 395/2009; Ren n° 414/2010; e Ren n° 846/2019:

- Resolução Normativa n° 395, de 15 de dezembro de 2009

"Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, e dá outras providências." [19]

- Resolução Normativa n° 414, de 9 de setembro de 2010

"Estabelecer, de forma atualizada e consolidada, as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, cujas disposições devem ser observadas pelas distribuidoras e consumidores." [20]

- Resolução Normativa n° 846 de 11 de junho de 2019

"Aprova procedimentos, parâmetros e critérios para a imposição de penalidades aos agentes do setor de energia elétrica e dispõe sobre diretrizes gerais da fiscalização da Agência." [21]

2.2 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST

O PRODIST é composto por documentos elaborados pela ANEEL e normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Os procedimentos são segmentados em 11 módulos:

- Módulo 1 - Introdução;
- Módulo 2 - Planejamento e Expansão do Sistema de Distribuição;
- Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição;
- Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição;
- Módulo 5 - Sistemas de Medição;
- Módulo 6 - Informações Requeridas e Obrigações;
- Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição;
- Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica;
- Módulo 9 - Ressarcimento de Danos Elétricos;
- Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório;
- Módulo 11 - Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares;

De acordo com o art. 3, parágrafo primeiro, na Resolução N° 846/2019, as distribuidoras devem subsidiar a ANEEL com dados ou informações relevantes, sujeitas a penalidades a partir de alguma infração inerente ao documento.

Além disso, o módulo 8 determina que as distribuidoras devem enviar os valores dos indicadores individuais de tensão em regime permanente, os valores mensais dos indicadores de continuidade e tempo de atendimento. Assim, a agência permanece com o banco de dados da ANEEL sempre atualizado, possibilitando o acompanhamento e monitoramento dos agentes.

Esse relatório apresenta uma análise a respeito da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica utilizando definições inerentes ao módulo 1, indicadores de continuidade dispostos no módulo 8 e análises em Sistemas de Informação Geográfica - SIG - utilizando os dados dispostos no módulo 10. Assim, os principais módulos utilizados como referência foram os módulos 1, 8 e 10.

2.2.1 Módulo 1 - Introdução

Este módulo contém a definição dos objetivos, a aplicabilidade, a composição dos módulos dos Procedimentos de Distribuição e o glossário de termos técnicos.

A aplicabilidade do PRODIST é "disciplinar o relacionamento entre os agentes setoriais no que se refere aos sistemas elétricos de distribuição, que incluem todas as redes e linhas de distribuição de energia elétrica em tensão inferior a 230 kV, seja em baixa tensão (BT), média tensão (MT) ou alta tensão (AT)." [22]

2.2.2 Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica

"Estabelecer os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica - QEE, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado e a qualidade do tratamento de reclamações". [23]

2.2.2.1 Indicadores de Qualidade

Em 16 de Dezembro de 2008, após a Audiência Pública 014/2008, a Diretoria da ANEEL decidiu aprovar os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST [23]. O módulo 8 aborda a qualidade do produto, a qualidade do serviço prestado e a qualidade do tratamento das reclamações.

Em relação a qualidade do produto, basicamente, é definido os limites adequados para (i) a tensão permanente (crítica, precária e adequada); (ii) o fator de potência; (iii) harmônicos; (iv) desequilíbrio de tensão; (v) flutuação de tensão; (vi) variação de frequência, sendo que todos são considerados para o regime permanente. [23] A variação de tensão de curta duração - VCTD - é definida quanto ao regime transitório.

Além disso, o módulo também constitui os indicadores para medir a qualidade do serviço e define os fenômenos da qualidade do produto, por exemplo, a tensão de fornecimento. Estabelece as características necessárias à instrumentação e à metodologia de medição dos fenômenos da qualidade do produto. Define a gestão de reclamações dos acessantes sobre problemas relacionados à qualidade do serviço e descreve os estudos a fim de apresentar a qualidade do produto adequada para acesso ao sistema de distribuição.

“É orientado que, tanto os agentes do setor elétrico, quanto os consumidores tenham conhecimento desses procedimentos, já que eles complementam a Resolução Normativa nº 414 de 2010” [23]

Destaca-se os indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica cujo objetivo é permitir a avaliação da qualidade do serviço prestado e o desempenho do sistema elétrico. Logo, as distribuidoras devem apurar os seguintes indicadores individuais, segundo o item 5.4.1 do Prodíst Módulo 8:

DIC - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (2.1)$$

FIC - Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão

$$FIC = n \quad (2.2)$$

DMIC - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão

$$DMIC = Max[t(i)] \quad (2.3)$$

DICRI - Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão

$$DICRI = t_{critico} \quad (2.4)$$

"Quando os indicadores individuais de continuidade são transgredidos, a distribuidora deve compensar financeiramente o consumidor. A compensação é automática, e deve ser paga em até 2 meses após o mês de apuração do indicador (mês em que houve a interrupção)." [23]

A partir dos indicadores individuais, calcula-se os indicadores coletivos por conjunto de unidades consumidoras, sendo que, os conjuntos de unidades consumidoras ou conjuntos elétricos são definidos por Subestação de Distribuição - SED. Portanto, os indicadores coletivos de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica são:

DEC - Duração de Interrupção Equivalente por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} DIC(i)}{C_c} \quad (2.5)$$

FEC - Frequência de Interrupção Equivalente por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{C_c} FIC(i)}{C_c} \quad (2.6)$$

Onde,

i - Índice de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão no período de apuração, variando de 1 a n;

n - Número de interrupções da unidade consumidora ou por ponto de conexão considerado no período de apuração;

t(i) - Tempo de duração da interrupção - i - da unidade consumidora considerada ou do ponto de conexão, no período de apuração;

Max t(i) - Valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua - i - no período de apuração, verificada na unidade consumidora ou no ponto de conexão considerado, expresso em horas e centésimos de horas;

t_{critico} - Duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico;

Cc - Número de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração atendidas em BT ou MT.

A partir do item 6.2.2 do módulo 8 do Prodist, define-se as situações que não devem ser consideradas para a apuração dos indicadores de continuidade DIC e FIC. Além disso, as interrupções consideradas para o cálculo do indicador DEC devem possuir duração acima de 3 minutos.

Quanto à classificação das interrupções, basicamente, elas possuem as seguintes tipologias: interna ou externa, programada ou não programada, expurgável ou não expurgável, ocorrida em dia crítico e em situação de emergência. Vale ressaltar as exceções inerentes aos incisos do item 5.6.2.2 do módulo 8 do Prodist:

“ Na apuração dos indicadores DEC e FEC devem ser consideradas todas as interrupções, admitidas apenas as seguintes exceções:

- i. falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- ii. interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;
- iii. interrupção em Situação de Emergência;
- iv. suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;
- v. vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;

vi. ocorridas em Dia Crítico;

vii. oriundas de atuação de Esquema Regional de Alívio de Carga estabelecido pelo ONS.” [23]

A figura 2.1 é a estratificação da classificação das interrupções de longa duração. Portanto, o DEC e o FEC são contabilizados somente pelas componentes em branco da figura 2.1 que são interrupções de origem interna e programada (IP), interrupções de origem interna e não programada e não expurgável (IND), interrupções de origem externa e programada (XP) e interrupções de origem externa, não programada e não expurgável (XN).

	X		I	
P	XP	XPC	IPC	IP
NP	XN	XNC	INC	IND
				INO
				INE

Figura 2.1: Estratificação das interrupções de longa duração - Prodist Módulo 8

Os componentes preenchidos com cinza devem ser apurados pelas distribuidoras, porém não são contabilizados para os indicadores de continuidade DEC e FEC. Estes componentes são correspondentes às interrupções ocorridas em Dia Crítico (XPC, XNC, IPC e INC), às interrupções de origem interna, não programada e ocorrida em situação de emergência (INE) e às interrupções de origem interna, não programada e ocorrida nas situações descritas nos incisos v e vii do item 5.6.2.2 (INO). [23]

Em relação ao tempo de atendimento de ocorrências emergenciais, destaca-se que as distribuidoras devem supervisionar, avaliar e controlar os atendimentos às ocorrências emergenciais por meio de "indicadores que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras." [23]

Quanto ao tempo de atendimento, este módulo também apresenta "o tempo médio de preparação, indicador que mede a eficiência dos meios de comunicação, dimensionamento das equipes e dos fluxos de informação dos Centros de Operação", "o tempo médio de deslocamento, indicador que mede a eficácia da localização geográfica das equipes de manutenção e operação", e "o tempo médio de execução, indicador que mede a eficácia do restabelecimento do sistema de distribuição pelas equipes de manutenção e operação". [23]

Assim, tem-se que o PRODIST prevê que a distribuidora deve apurar os seguintes indicadores:

TMP - Tempo Médio de Preparação

$$TMP = \frac{\sum_{i=1}^n TP(i)}{n} \quad (2.7)$$

TMD - Tempo Médio de Deslocamento

$$TMD = \frac{\sum_{i=1}^n TD(i)}{n} \quad (2.8)$$

TME - Tempo Médio de Execução

$$TME = \frac{\sum_{i=1}^n TE(i)}{n} \quad (2.9)$$

Onde,

TP - Tempo de preparação da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;

TD - Tempo de deslocamento da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;;

TE - Tempo de execução da equipe de atendimento de emergência para cada ocorrência emergencial, expresso em minutos;;

n - Número de ocorrências emergenciais verificadas no conjunto de unidades consumidoras no período de apuração considerado;

A partir desses indicadores, calcula-se o tempo médio de atendimento à emergências.

TMAE - Tempo Médio de Atendimento a Emergências

$$TMAE = TMP + TMD + TME \quad (2.10)$$

2.2.3 Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica

"O Sistema de Informação Geográfica Regulatório – SIG-R consiste no compêndio de sistemas e bases de dados reunidas pela ANEEL que, em conjunto, permitem a obtenção de diversas informações do sistema de distribuição e dos acessantes"[24]

Dentre os elementos que compõem o SIG-R, os dois elementos principais são:

- Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD: descreve informações relacionadas aos dados técnicos do sistema de distribuição, as informações comerciais e aos dados físico-contábeis da base de ativos.
- Dicionário de Dados ANEEL do SIG-R – DDA: compreende o conjunto de padrões estabelecidos para descrever informações constantes da BDGD

3 Materiais e Métodos

3.1 Materiais

- SAS Enterprise Guide

Ferramenta point-and-click, baseada em menus e assistentes que habilita os usuários a analisar dados e publicar resultados. Ele fornece uma aprendizagem acelerada para análise de dados rápida, gera o código visando à produtividade e acelera sua capacidade de implementar análises e previsões em tempo real. [25]

- ArcGIS

Desenvolvido pela empresa ESRI, este software tem a utilidade de fazer mapas dinâmicos, o qual trabalha com sistemas de informação geográfica - SIG. Assim, o ArcGIS possibilita a criação, o gerenciamento e a análise de dados espaciais.

- Excel

A primeira versão para o Windows teve seu lançamento em 1987. A principal funcionalidade do Excel é a criação, transformação, análise e deleção de planilhas. Assim, esse software permite a filtragem, classificação, ordenamento e criação de relações entre planilhas para análise dos dados.

3.2 Metodologia

Com o intuito de analisar as distribuidoras do centro-oeste sobre o tema de continuidade de fornecimento e verificar as relações entre as ações tomadas pelas distribuidoras e os efetivos resultados quanto à qualidade de serviço de energia elétrica, criou-se a seguinte metodologia segmentada em etapas:

Etapa 1: Escolheu-se o grupo de distribuidoras de energia elétrica a ser analisadas e definiu-se o período. Destaca-se que a análise deve priorizar distribuidoras de uma única região, com vistas a obter resultados que são possíveis de ser comparados, devido às dificuldades ambientais e regionais serem semelhantes.

Ademais, verificou-se se há planos de resultados, segundo o art. 4º da Ren nº 846, firmados entre a ANEEL e os agentes setoriais, no caso distribuição, no período analisado. Os planos de resultados são acordos para "melhoria do desempenho dos agentes, com base em evidências que apontem degradação ou sinalizem deterioração da prestação do serviço ou do equilíbrio econômico financeiro da concessão ou permissão." [21] Esses acordos serão usados para análise das ações operacionais da distribuidora de acordo com a gestão.

Obteve-se os dados das ocorrências emergenciais e os indicadores técnicos (DEC, FEC, TMP, TMD e TME) das distribuidoras no período a serem analisadas, tanto quantitativamente, quanto qualitativamente. Esses dados são encaminhados à ANEEL mensalmente. Portanto, pode solicitar por meio da "Lei de Acesso à Informação - LAI".

Etapa 2: Considerando que tenha sido obtido os indicadores técnicos de continuidade (DEC e FEC), efetuou-se o cálculo dos indicadores em média móvel anual, com vistas avaliar a variação dos indicadores na janela temporal dos últimos 12 meses para obter tendências mensais e evitar a sazonalidade.

Sugere-se o uso de algum software para automação desse cálculo, como "SAS Enterprise Guide", o qual tem a utilidade de análise de bancos de dados. Este software foi utilizado nesse trabalho, no qual criou-se um programa usando a base de dados da ANEEL, IND_QUAL, no intuito de automatizar o cálculo dos indicadores e comparar os resultados dos conjuntos de unidades consumidoras, mês a mês em anos distintos.

Assim, analisou-se o percentual de variação entre os indicadores e constatou se a qualidade do serviço estava melhorando, piorando ou constante.

Etapa 3: Realizou-se uma análise quantitativa para verificar a evolução dos indicadores técnicos de continuidade, DEC e FEC, em relação ao limite calculado pela ANEEL para cada distribuidora e conjunto elétrico mensalmente.

Nessa análise, é necessário elencar o detentor da concessão do período analisado. Dessa forma, verificou-se a qualidade do serviço prestado de acordo com os indicadores em cada gestão.

Etapa 4 - Complementar : Utilizou-se os dados obtidos para fazer uma análise em Sistemas de Informação Geográfica - SIG para visualizar as constatações da evolução dos conjuntos elétricos e das regiões com maior quantidade de unidades consumidoras. Essa análise foi realizada utilizando o software Arcgis, todavia, também é possível utilizar o software gratuito Qgis.

Nessa análise, devem ser comparados os mesmos meses de anos distintos também, considerando as especificidades temporais para evitar a sazonalidade de diferentes meses.

Etapa 5: Considerando que tenha sido obtido os dados das ocorrências emergenciais do período a ser analisado, realizou-se uma análise quantitativa para verificar o fato gerador das ocorrências emergenciais que incorreram nas interrupções que foram contabilizadas no cálculo dos indicadores técnicos de continuidade, baseado no Anexo II do módulo 8 - PRODIST.

Neste trabalho, criou-se outro programa para selecionar as ocorrências do banco de dados da ANEEL, SFE_Monitoramento, da distribuidora e do período analisado.

Considerando que o número da ocorrência deve ser uma chave primária, ou seja, única, e a descrição do fato gerador de cada ocorrência emergencial, criou-se uma lista dos fatos geradores de ocorrências emergenciais da distribuidora em todo o período para analisar os fatos mais frequentes, a classificação das ocorrências e a variação dos motivos de acordo com o período.

A análise das distribuidoras a respeito da qualidade do serviço prestado no tema continuidade de fornecimento está contido até essa etapa, na qual deve concluir se os resultados obtidos indicam melhora ou piora do serviço. A seguir, as etapas têm o intuito de relacionar as variações dos indicadores com as ações executadas pelas distribuidoras cujos detalhes técnicos serão retirados dos planos de resultados transcorridos no mesmo período analisado.

Etapa 6: Obteve-se o processo do plano de resultados da ANEEL e da respectiva distribuidora. Em seguida, analisou-se os documentos que compõem o processo e a cronologia. Esses documentos também pode ser solicitados por meio da LAI, visto que o processo é público.

A análise consistiu em entender as ações executadas, o cronograma de execução e relacionar as ações executadas pelas distribuidoras às variações nos indicadores técnicos de qualidade de serviço. O intuito dessa análise é verificar o impacto das ações dos agentes setoriais em consonância com os resultados nos indicadores.

Etapa 7: Caso haja duas ou mais gestões distintas no comando da distribuidora durante o período analisado, deve-se comparar os resultados obtidos nos indicadores relacionados às ações realizadas em cada uma das gestões das distribuidoras.

Etapa 8: Finalmente, verificou-se as ações que obtiveram resultados positivos nos indicadores ou ações que não obtiveram os resultados esperados para as concessões ou permissões. Concluiu-se a efetiva evolução positiva ou negativa quanto ao tema continuidade de fornecimento.

Assim, nesse trabalho foi realizado a análise das distribuidoras do centro-oeste no período de 2019 a 2020, no qual serão realizadas as etapas 1 a 5. Além disso, realizou-se o estudo de caso mais detalhado da Enel Distribuição Goiás com todas as etapas da metodologia entre os anos de 2015 e 2020 para constatar a eficácia da metodologia em todas as etapas. Dessa forma, pretende-se avaliar a qualidade do serviço de distribuição das distribuidoras do centro-oeste sobre o tema de continuidade de fornecimento.

4 Análise dos Resultados

4.1 Estudo de caso - Enel Distribuição Goiás

A seguir, será apresentada a análise dos dados referentes ao período dos anos de 2015 a 2020 sobre o tema de continuidade de fornecimento de energia elétrica obtidos em fevereiro de 2021.

Durante o período analisado, a gestão pública detinha a concessão de 2015 a 14 de fevereiro de 2017, no qual a distribuidora era chamada de “CELG Distribuição S/A”. Posteriormente, após o processo de privatização, a Enel Brasil passou a deter a concessão de 15 de fevereiro de 2017 até o final de 2020. Destaca-se que a CELG Distribuição S/A foi arrematada em um leilão de privatização realizado pelo Governo Federal pela Enel Brasil em 30 de novembro de 2016.

Para análise realizada, a distribuidora será chamada de “Celg-D” no período da gestão pública, e de “Enel GO” no período da gestão privada.

A ANEEL define limites anuais para cada conjunto elétrico quanto aos indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia elétrica, DEC e FEC, conforme o item 5.10 [23]. Então, as distribuidoras são monitoradas para verificar se os conjuntos elétricos se encontram dentro dos limites estabelecidos pela agência fiscalizadora e reguladora.

Destaca-se que a duração e a frequência equivalente às interrupções, DEC e FEC, foram calculados em regime de média móvel anual. Isto é, foi obtido os valores do DEC e FEC mensais; multiplicou-se pela quantidade média de unidades consumidoras atingidas em cada mês; em seguida, somou-se todos os valores por conjunto numa janela de 12 meses; e, por fim, dividiu-se pelo total das médias de unidades consumidoras atingidas. O objetivo é utilizar o indicador de forma a evitar a sazonalidade entre os meses e obter tendências ao comparar os meses.

Com base no módulo 8 do Prodist, podemos calcular os indicadores globais pela soma das componentes de DEC e FEC não expurgáveis, conforme as fórmulas 4.1 e 4.2:

$$DEC_{global} = DEC_{XP} + DEC_{XN} + DEC_{IP} + DEC_{IND} \quad (4.1)$$

$$FEC_{global} = FEC_{XP} + FEC_{XN} + FEC_{IP} + FEC_{IND} \quad (4.2)$$

“*DEC_{XP}* e *FEC_{XP}* : DEC ou FEC devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em Dia Crítico;” [23]

“*DEC_{XN}* e *FEC_{XN}* : DEC ou FEC devido a interrupção de origem externa ao sistema de distribuição e não programada, não ocorrida em Dia Crítico;” [23]

“*DEC_{IP}* e *FEC_{IP}* : DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição e programada, não ocorrida em Dia Crítico;” [23]

“*DEC_{IND}* e *FEC_{IND}* : DEC ou FEC devido a interrupção de origem interna ao sistema de distribuição, não programada e não expurgável.” [23]

4.1.1 Análise do Indicador DEC

A análise do DEC consistirá na investigação do indicador em três perspectivas: DEC global, DEC interno e DEC dos conjuntos elétricos. O DEC global consiste no indicador calculado para a distribuidora, considerando as interrupções de origem interna e externa, conforme a equação 4.1. Já o DEC interno considera apenas as interrupções cuja origem é interna à distribuidora. Por fim, o DEC dos conjuntos elétricos avaliará a evolução da distribuidora detalhadamente conjunto a conjunto a respeito do limite estipulado pela ANEEL.

4.1.1.1 DEC Global

A Figura 4.1 apresenta a evolução do DEC global de 2015 a 2020. Verificou-se que o DEC global supera o limite em todo o período analisado.

A Celg-D apresentou os maiores valores de DEC global em 2015 e os expurgos possuem motivações por dias críticos. Percebeu-se também uma diminuição acentuada do DEC global na distribuidora como Enel GO, sendo que os expurgos passam a ser motivados por situações de emergência em sua maioria.

Vale ressaltar que dia crítico consiste em um "dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários." [26]

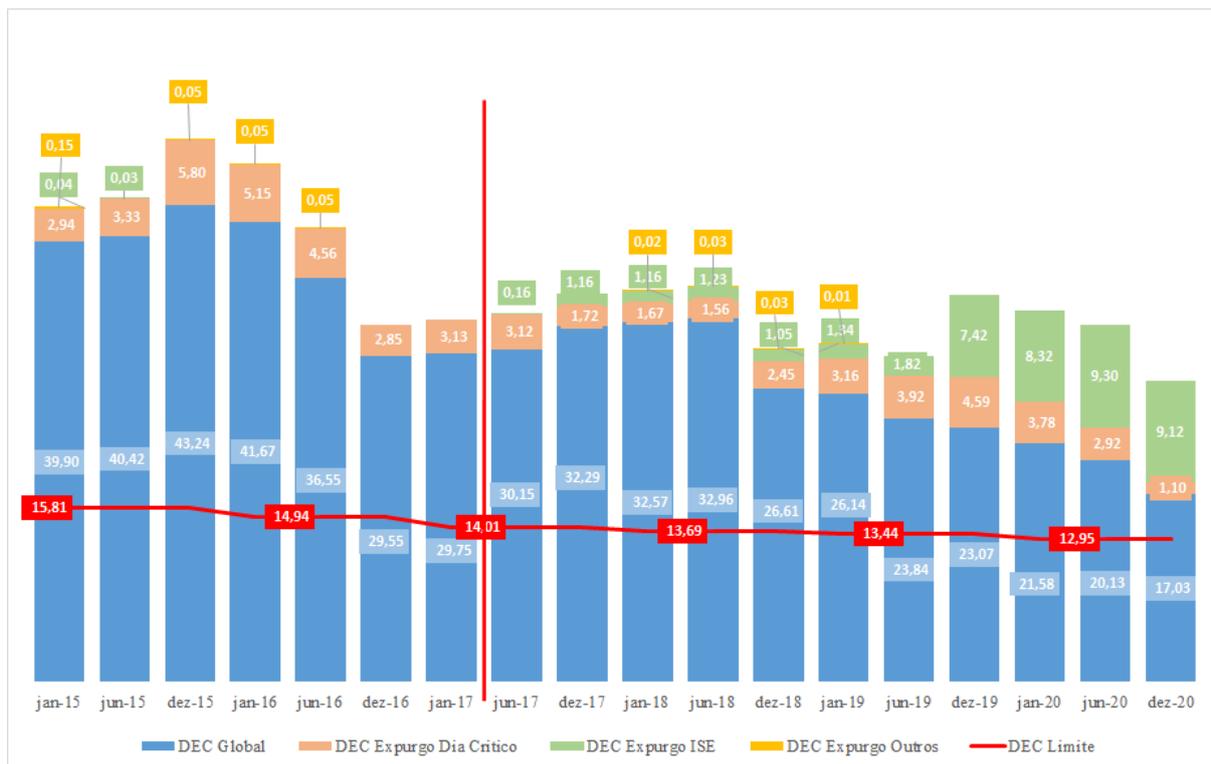


Figura 4.1: Evolução do DEC Global de 2015 a 2020

4.1.1.2 DEC Interno

Ainda com base no módulo 8 do Prodíst, podemos calcular os indicadores internos pela soma das componentes de DEC e FEC internos não expurgáveis, conforme as fórmulas 4.3 e 4.4:

$$DEC_{interno} = DEC_{IP} + DEC_{IND} \quad (4.3)$$

$$FEC_{interno} = FEC_{IP} + FEC_{IND} \quad (4.4)$$

Assim, observou-se que a soma das interrupções originadas por causas internas ao sistema de distribuição apresentou uma queda a partir de junho de 2018 na concessão da Enel GO. Também verificou-se que foi estabelecido um limite contratual a partir de 2018 pela ANEEL. Constatou-se o fato de estar dentro do limite, devido às interrupções expurgadas a partir de 2019. Isso é ainda mais evidente no ano de 2020.

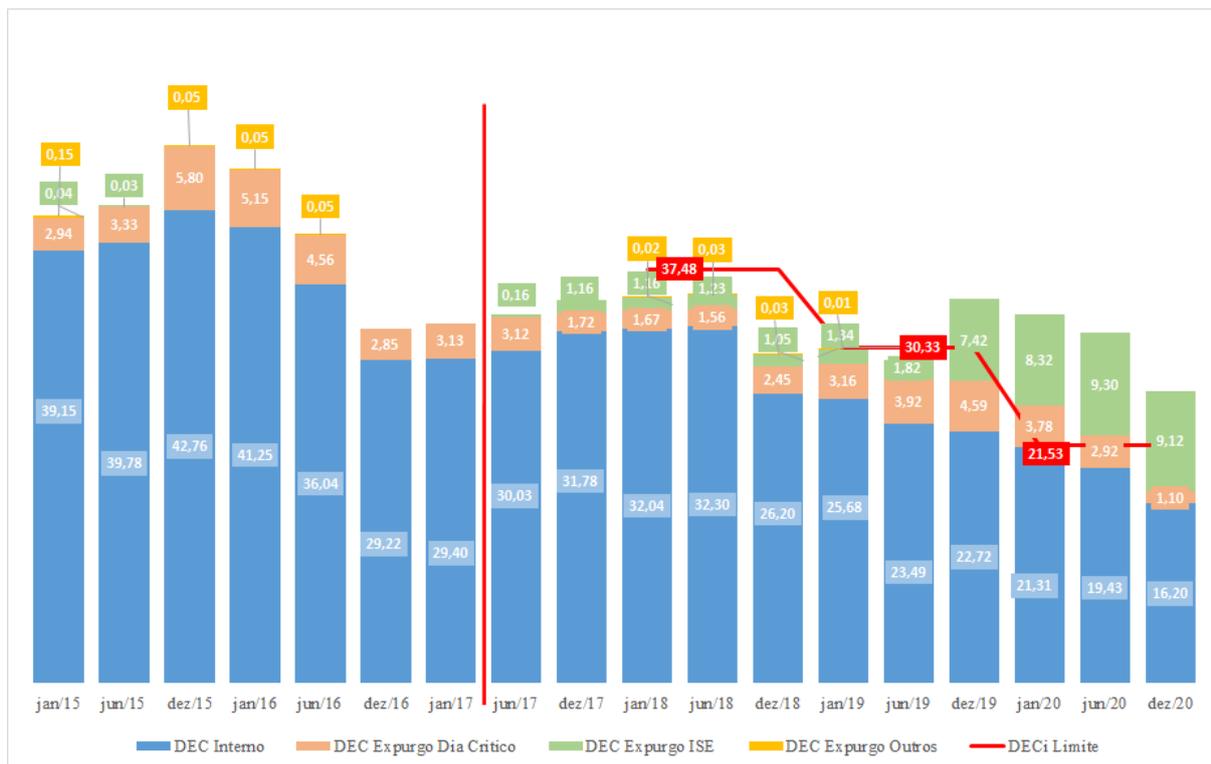


Figura 4.2: Evolução do DEC Interno de 2015 a 2020

4.1.2 DEC dos Conjuntos de Unidades Consumidoras

Realizou-se uma comparação entre a quantidade de conjuntos elétricos dentro e fora do limite do indicador técnico DEC, conjunto a conjunto, apresentada na 4.3:

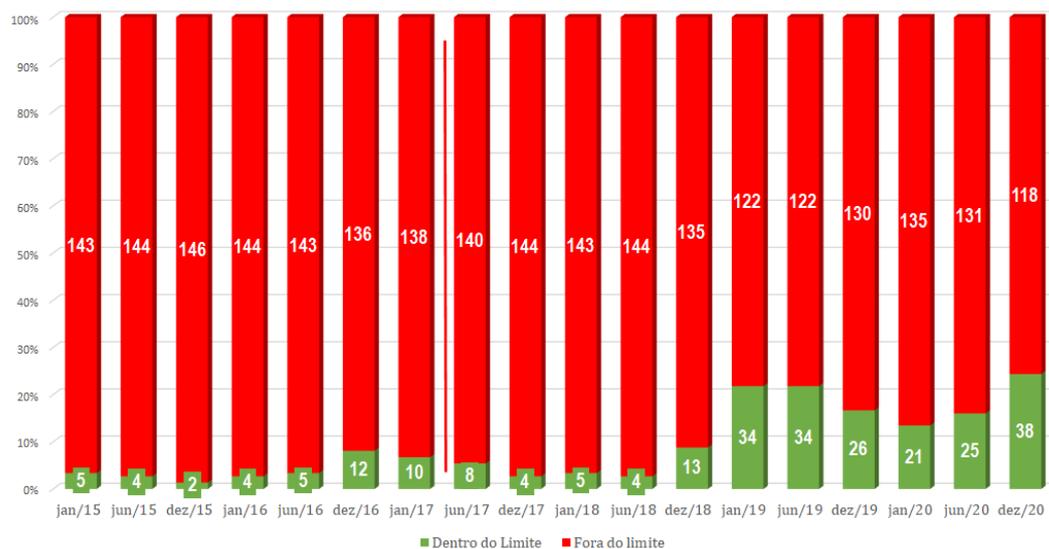


Figura 4.3: Evolução dos Conjuntos Elétricos quanto ao indicador DEC por conjunto de 2015 a 2020 semestralmente

Observou-se que a Celg-D chegou a apresentar apenas 2 conjuntos dentro do limite dos 148 conjuntos em 2015. Além disso, em jan/17, um mês antes da privatização, 10 conjuntos encontravam-se dentro do limite, no entanto, a Enel GO apresentou 38 conjuntos em dez/20.

A Figura 4.4 identifica a evolução em faixas de ultrapassagem do limite da quantidade de conjuntos em relação ao limite do DEC no período de 2015 a 2020. Destaca-se que a Celg-D chegou a apresentar 73 conjuntos acima de 300% do limite dos 148 conjuntos, além da quantidade de conjuntos dentro do limite ínfimas. Por outro lado, no período de gestão do Grupo Enel Brasil, verificou-se uma diminuição da quantidade de conjuntos nas faixas acima de 300% do limite, resultando em 7 conjuntos nessas faixas em dez/2020.

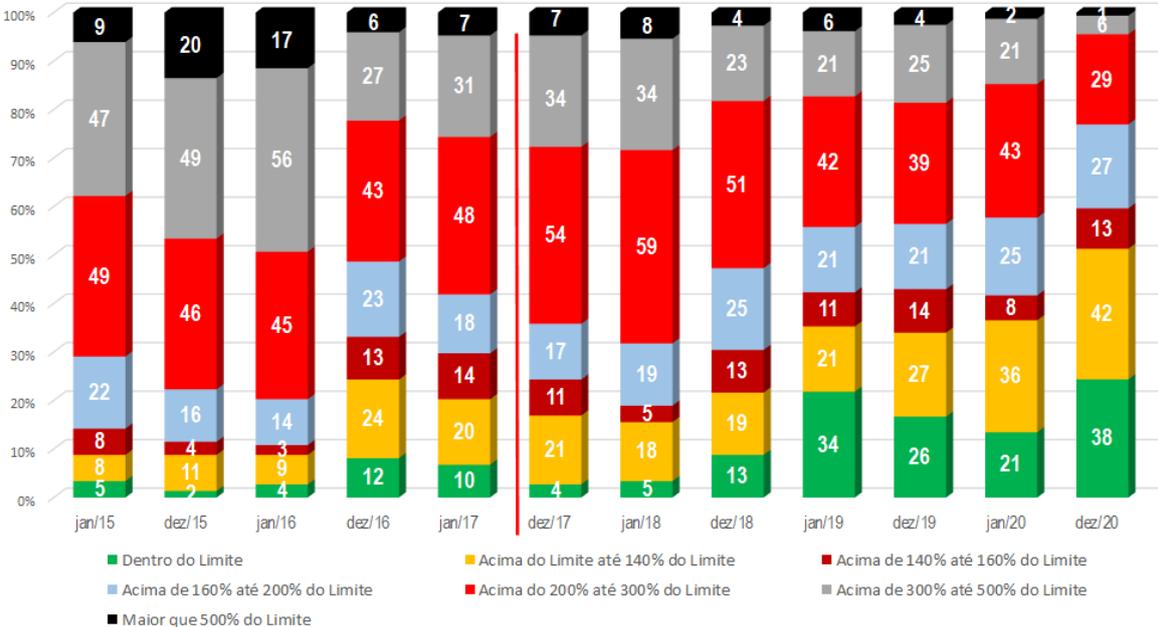


Figura 4.4: Evolução do DEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2015 a 2020 Semestralmente

Observou-se que a concessionária detinha apenas 5 conjuntos dentro do limite em jan/2015, em contrapartida, possuía 21 conjuntos dentro do limite em jan/2020. Percebeu-se um aumento dos conjuntos dentro do limite durante a gestão da Enel Brasil, no qual os conjuntos aumentam de 4 para 38 conjuntos dentro do limite ao final de 2020.

Ademais, verificou-se que a Celg-D chegou a apresentar 20 conjuntos acima de 500% do limite, enquanto, a Enel GO demonstrou a redução da quantidade de conjuntos até alcançar apenas um conjunto elétrico nessa faixa, nesse caso, "Cabriuva S2".

Percebeu-se que a concessão era dividida em 148 conjuntos elétricos em 2015, porém, apresentou um remapeamento de conjuntos em 2018, passando a ser dividida em 156 conjuntos elétricos.

Assim, pode-se entender melhor a evolução semestralmente. Observou-se que a Celg-D apresentou uma variação dos conjuntos que se encontravam acima de 300% do limite e abaixo de 500% do limite no final de 2015 para a faixa acima de 200% e abaixo de 300%. Todavia, percebe-se pouquíssimos conjuntos dentro limite.

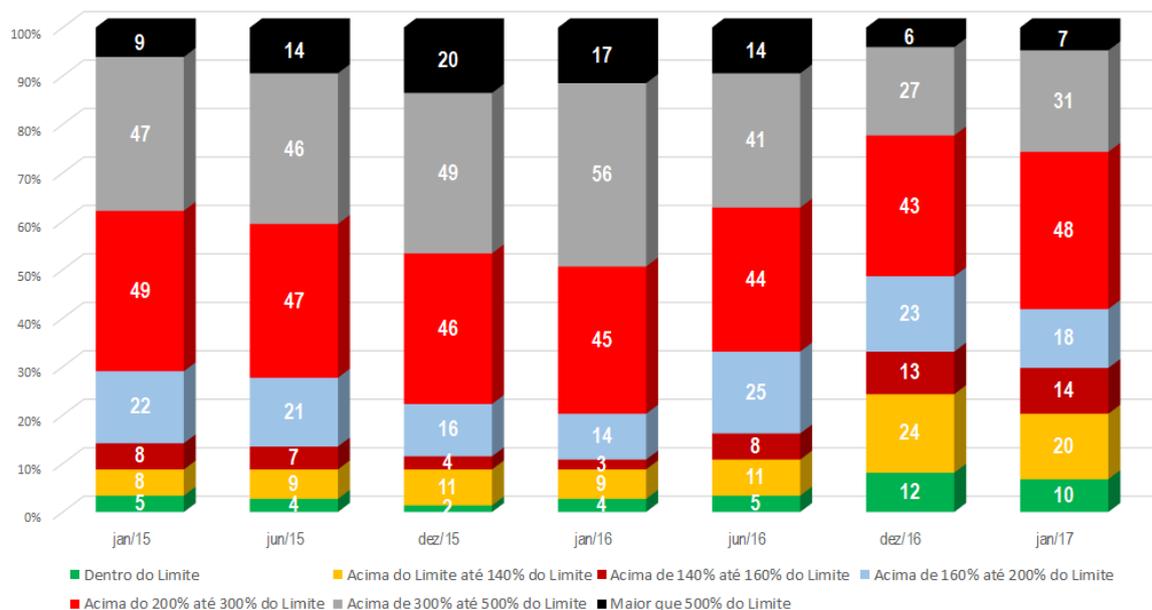


Figura 4.5: Evolução do DEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite dos 148 conjuntos da Celg-D

Já a Enel GO apresentou uma melhora significativa na diminuição da duração equivalente às interrupções. Vale ressaltar que em janeiro de 2019, a distribuidora fez um remapeamento de conjuntos que teve influência na análise da melhora do DEC. Isso justifica a variação de 21 conjuntos entre dez/18 e jan/19.

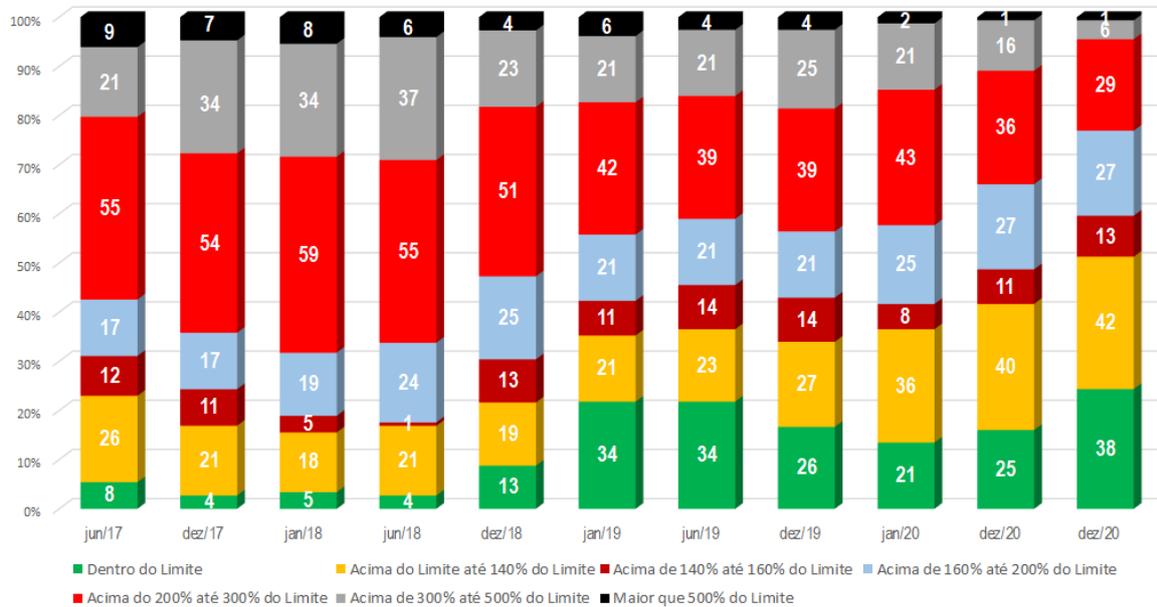


Figura 4.6: Evolução do DEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite dos 156 conjuntos da Enel GO

Ademais, houve um Plano de Resultados Emergencial realizado pela ANEEL entre fev/19 até ago/20, com intuito de melhorar o serviço executado pela distribuidora. Mensalmente, a ANEEL acompanhou a distribuidora para verificar os resultados obtidos. Dessa forma, verificou-se o aumento da quantidade de conjuntos nas faixas dentro do limite até 140% do limite.

No tocante à comparação de resultados em relação a esse indicador técnico, DEC, criou-se uma série de mapas com o intuito de realizar uma análise da melhora do Serviço no Plano de Resultados Emergencial da concessão em SIG (Sistemas de Informação Geográficas). As figuras 4.7, 4.8 e 4.9 correspondem aos meses de jan/19 a dez/20 semestralmente. Destaca-se que foram comparados os mesmos meses de anos distintos, considerando as especificidades temporais para evitar a sazonalidade de diferentes meses.

Na figura 4.7, as principais diferenças são observadas na diminuição da quantidade de conjuntos acima de 500% do limite tanto na região sul, quanto na região norte. Além disso, verificou-se um aumento da quantidade de conjuntos acima até 140% do limite na região nordeste. Porém, o total de conjuntos dentro do limite da concessão diminuiu.

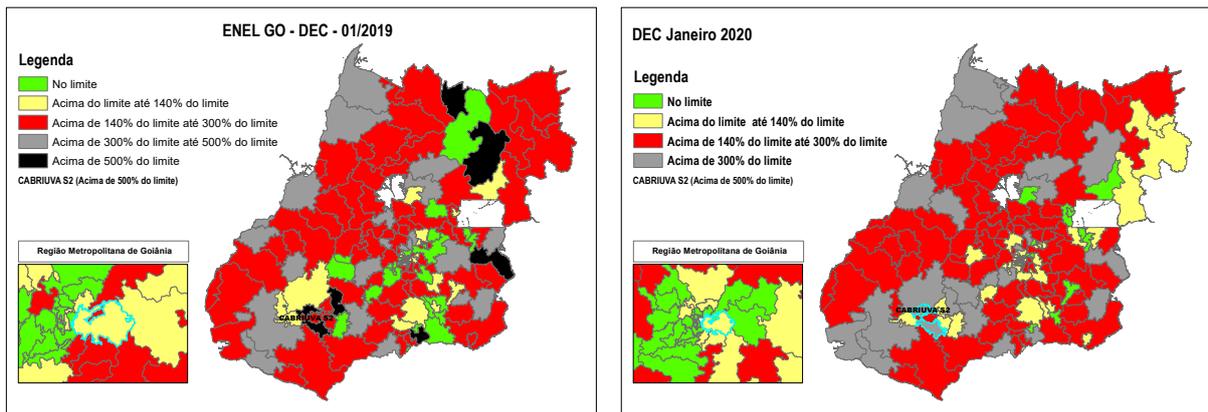


Figura 4.7: Mapas do DEC em relação ao limite na área de concessão da Enel GO comparando (a) Janeiro/19 a (b) Janeiro/20.

Em relação aos mapas da figura 4.8, verificou-se que os conjuntos na região metropolitana de Goiânia, considerada região centro com a maior quantidade de unidades consumidoras, apresentou um aumento na quantidade de conjuntos dentro do limite. Ademais, verificou-se o aumento dos conjuntos na faixa acima do limite até 140% do limite, e a diminuição dos conjuntos acima de 300% do limite.

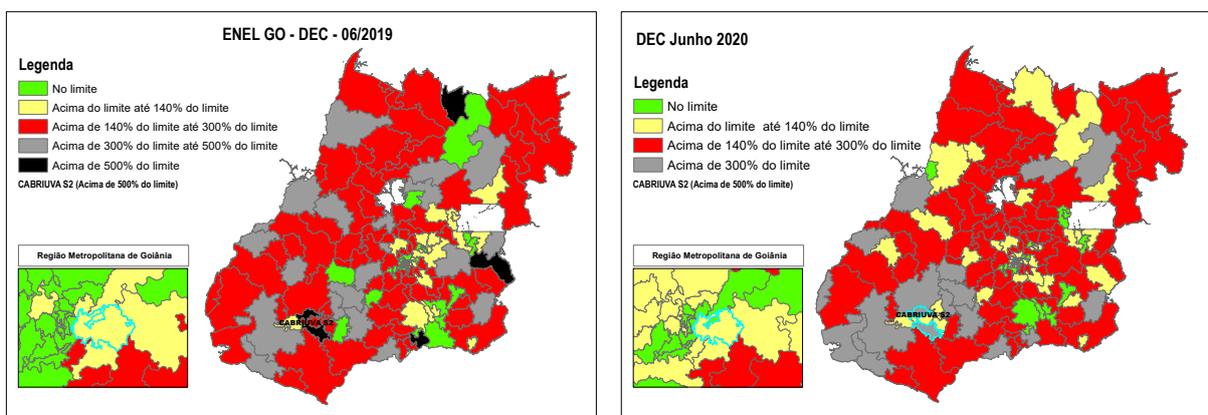


Figura 4.8: Mapas do DEC em relação ao limite na área de concessão da Enel GO comparando (a) Junho/19 a (b) Junho/20.

Quanto à figura 4.9, fica evidente o aumento de conjuntos dentro do limite, principalmente, na região sul. Percebeu-se o aumento de conjuntos acima do limite até 140% do limite em toda a concessão, enquanto, verificou-se a diminuição dos conjuntos acima de 140% do limite.

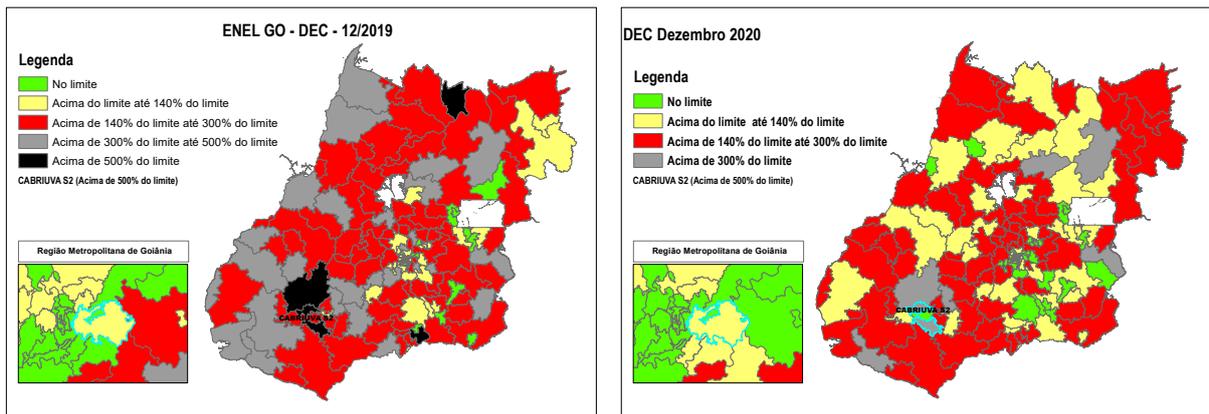


Figura 4.9: Mapas do DEC em relação ao limite na área de concessão da Enel GO comparando (a) Dezembro/19 a (b) Dezembro/20.

Portanto, foi analisado semestralmente a evolução do DEC da distribuidora em 2016, como Celg-D, em comparação a 2020, como Enel GO, nas figuras 4.10 a 4.12.

Na figura 4.10, fica evidente que os conjuntos estavam majoritariamente acima de 300% do limite na gestão da Celg-D, inclusive na região metropolitana de Goiânia. Por outro lado, os conjuntos constavam na faixa acima de 140% do limite e abaixo de 300% do limite em sua maioria na gestão da Enel GO. Essas diferenças ficam mais claras na região sul e nordeste.

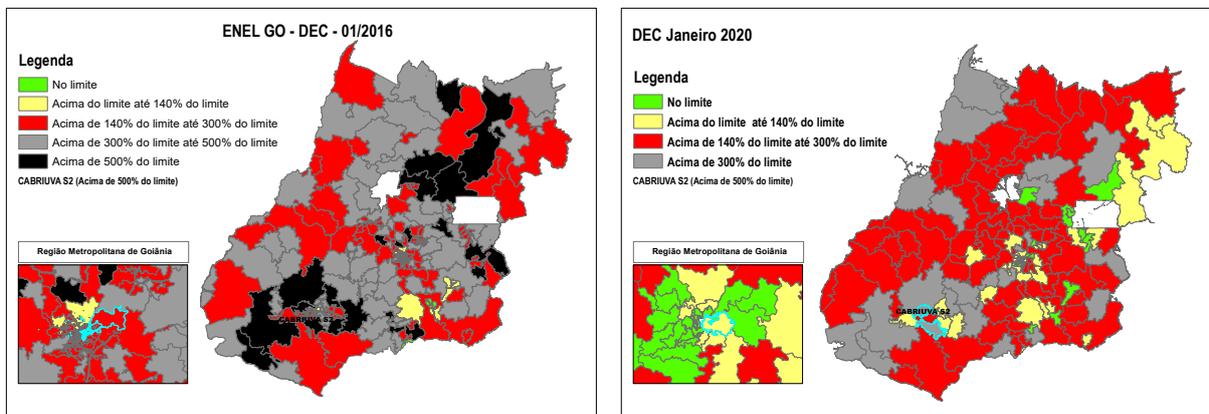


Figura 4.10: Mapa do DEC em relação ao limite na área de concessão comparando (a) Janeiro/16 a (b) Janeiro/20.

Em relação à figura 4.11, destaca-se que a região metropolitana de Goiânia, onde se encontrava a maior quantidade de unidades consumidoras, apresentava nenhum conjunto dentro do limite na gestão da Celg-D. No entanto, na gestão da Enel GO, verificou-se a transição dos conjuntos da região central com a tendência para dentro do limite, princi-

palmente, porque acarreta maior impacto no indicador DEC, conforme será discretizado na análise das ações realizadas durante o plano para resultar na melhora observada.

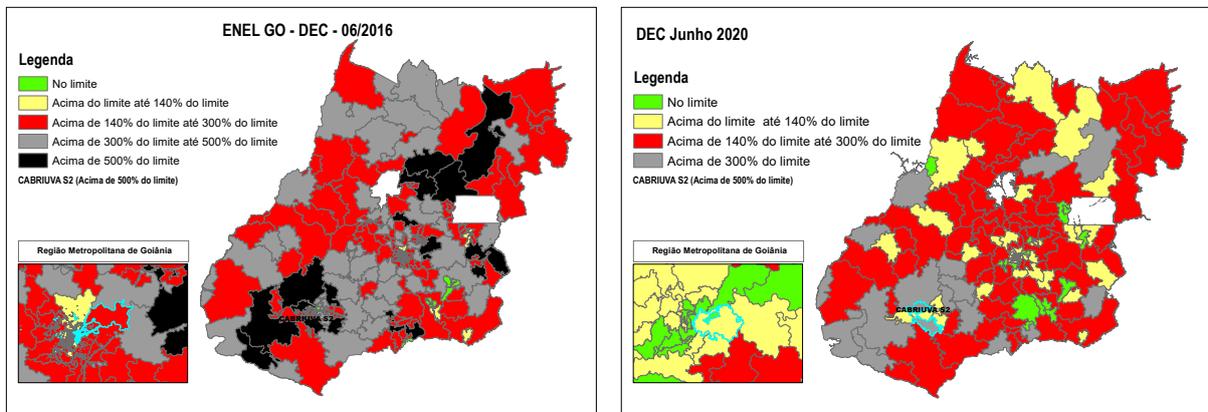


Figura 4.11: Mapa do DEC em relação ao limite na área de concessão comparando (a) Junho/16 a (b) Junho/20.

Por fim, quanto à figura 4.12, verificou-se que a maior parte dos conjuntos continuam acima de 140%, mesmo que tenha 12 conjuntos dentro do limite até 140% do limite na gestão da Celg-D. Entretanto, os conjuntos estavam dentro do limite até 160% do limite em sua maioria na gestão da Enel GO. Destaca-se um aumento significativo dos conjuntos dentro do limite na região central da concessão.

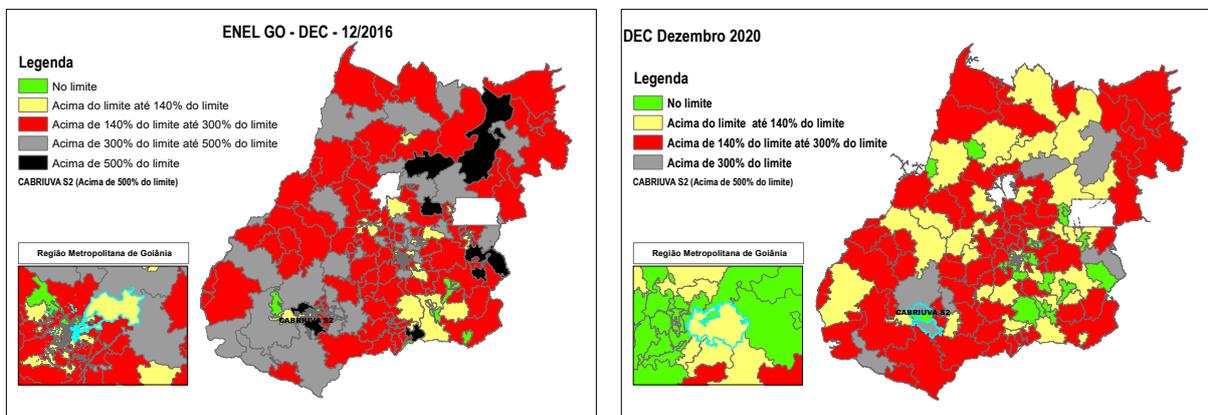


Figura 4.12: Mapas do DEC em relação ao limite na área de concessão da Enel GO comparando (a) Dezembro/16 a (b) Dezembro/20.

4.1.3 Análise do Indicador FEC

A análise do FEC consiste na verificação em três perspectivas: FEC global, FEC interno e FEC dos conjuntos elétricos. O FEC global consiste no indicador calculado para a distribuidora, considerando as interrupções de origem interna e externa, conforme a equação 4.2. Enquanto o FEC interno considera apenas as interrupções cuja origem é interna à distribuidora de acordo com a equação 4.4. Por fim, o FEC dos conjuntos elétricos avaliará a evolução da distribuidora detalhadamente conjunto a conjunto a respeito do limite estipulado pela ANEEL.

4.1.3.1 FEC Global

A Figura 4.13 apresenta a evolução do FEC global de 2015 a 2020. Verificou-se uma tendência de melhora em todo o período analisado quanto ao FEC global. Inicialmente, a distribuidora como Celg-D ultrapassava o limite do indicador em mais de 90%, porém, conseguiu diminuir 29,42% até fev/2017. Ressalta-se que a Enel GO se encontrava dentro do limite em dez/2020 pela primeira vez no período analisado.

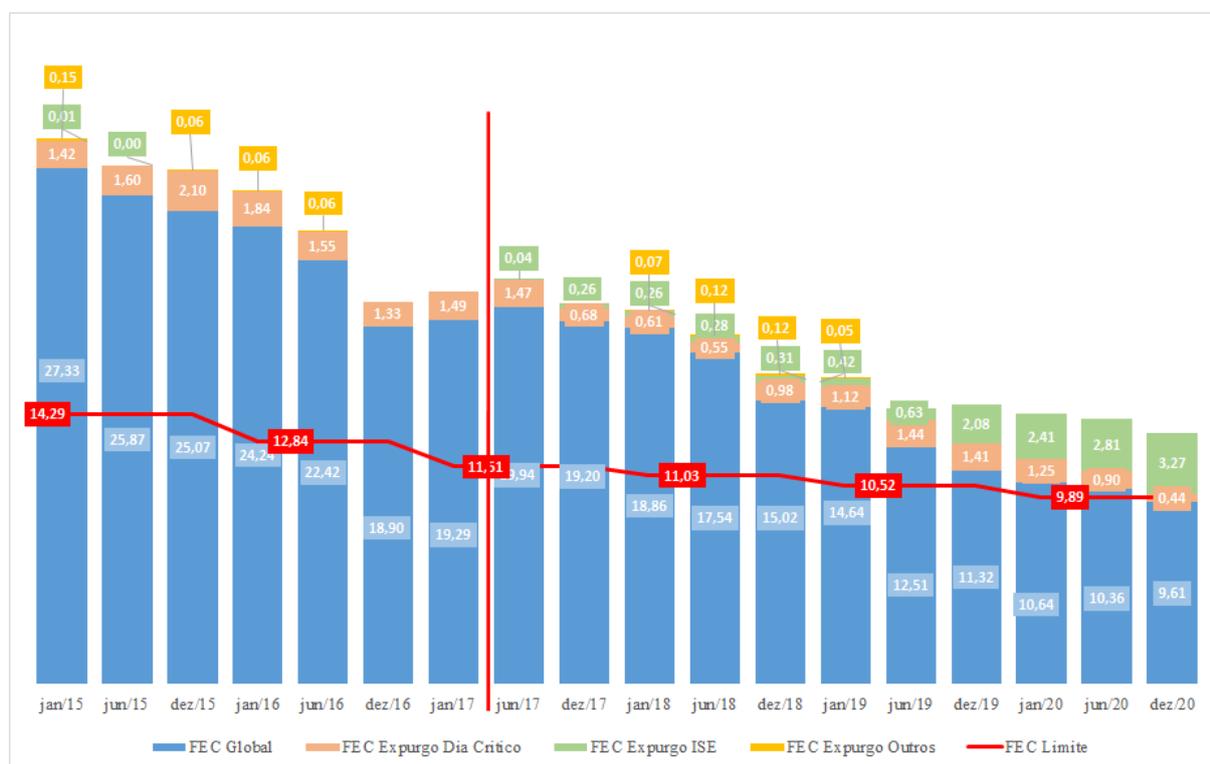


Figura 4.13: Evolução do FEC Global de 2015 a 2020

Não obstante, percebeu-se que a Celg-D expurgava por dia crítico em suma, no entanto, a Enel GO passa a expurgar por situação de emergência e por dia crítico. Além disso, verificou-se que 2020 foi um ano atípico com mais expurgos por situação de emergência.

4.1.3.2 FEC Interno

Nesse viés, a Figura 4.14 apresenta a mesma tendência de melhora quanto ao FEC Interno e a mesma motivação de expurgos. Destaca-se que as interrupções motivadas por situações de emergência na Enel GO são todas de origem interna, conforme o módulo 8 do PRODIST. [23]

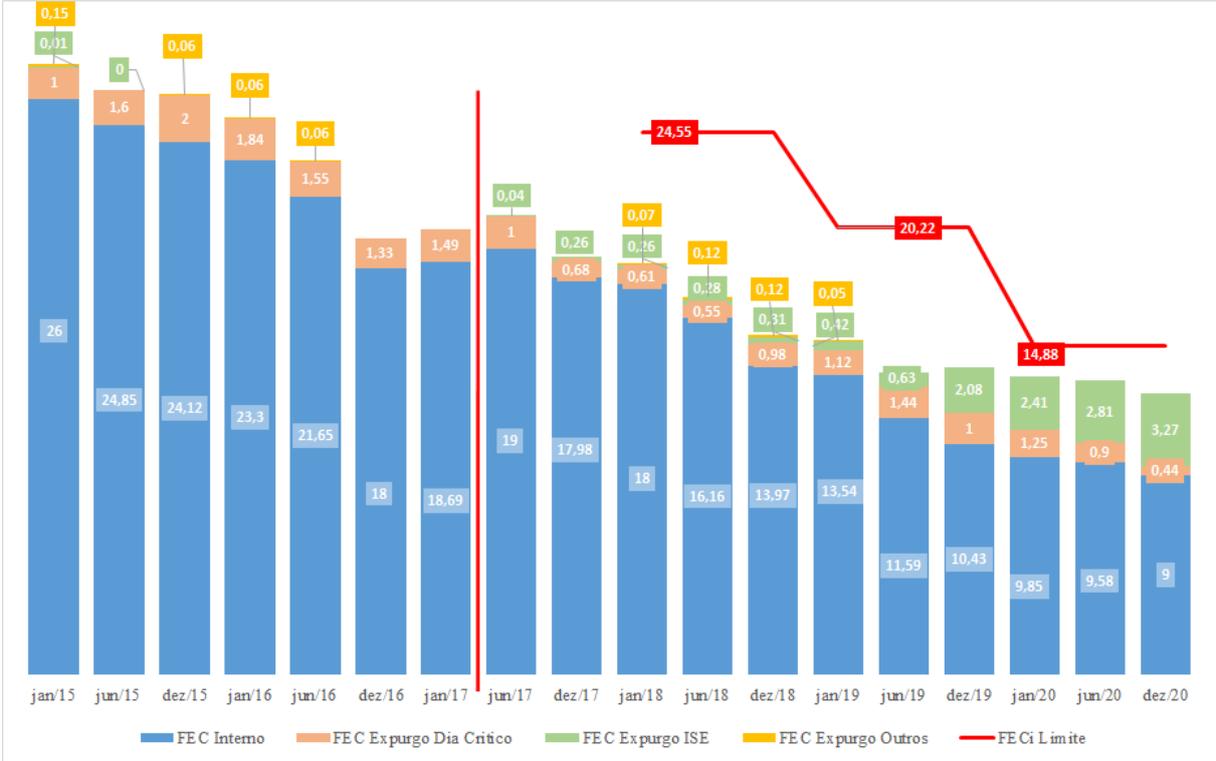


Figura 4.14: Evolução do FEC Interno de 2015 a 2020

4.1.4 FEC dos Conjuntos de Unidades Consumidoras

Então, realizou-se uma comparação entre a quantidade de conjuntos elétricos dentro e fora do limite do indicador técnico FEC apresentada na figura 4.15:

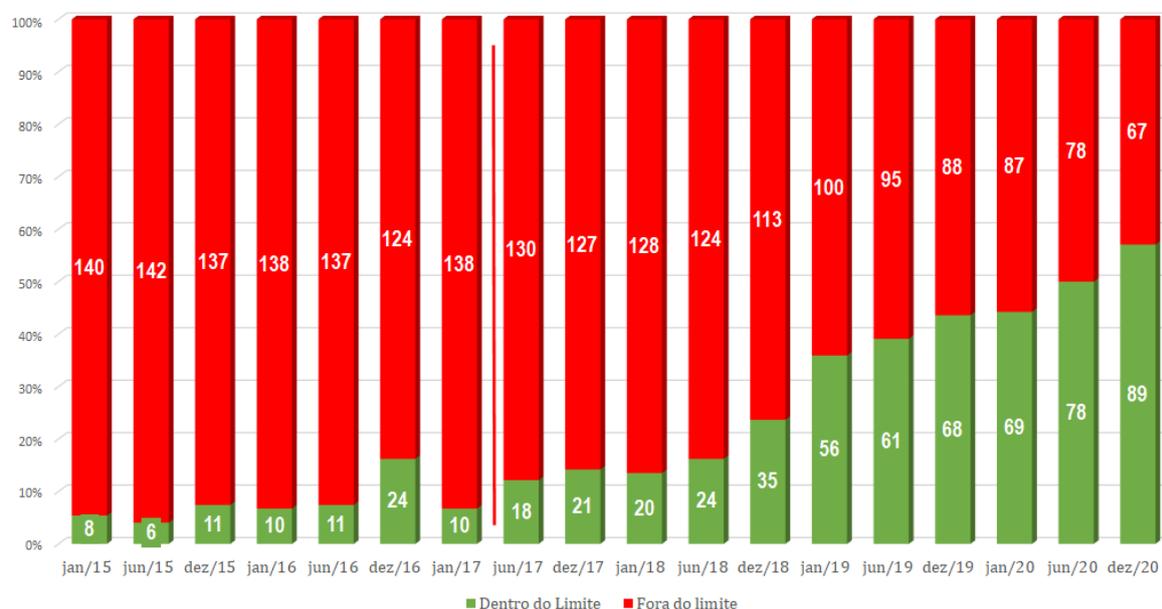


Figura 4.15: Evolução dos Conjuntos Elétricos quanto ao indicador FEC por conjunto de 2015 a 2020 semestralmente

Destaca-se que foi estabelecido um limite contratual a partir de 2018. Constatou-se o fato de estar dentro do limite em todo o período analisado.

A figura 4.16 identifica a evolução em faixas de ultrapassagem do limite da quantidade de conjuntos em relação ao limite do FEC no período de 2015 a 2020 semestralmente. Destaca-se que a Celg-D chegou a apresentar 130 conjuntos acima de 122% do limite dos 148 conjuntos. Por outro lado, no período de gestão do Grupo Enel Brasil, verificou-se um aumento de 10 conjuntos dentro do limite para 89 conjuntos em dez/20.

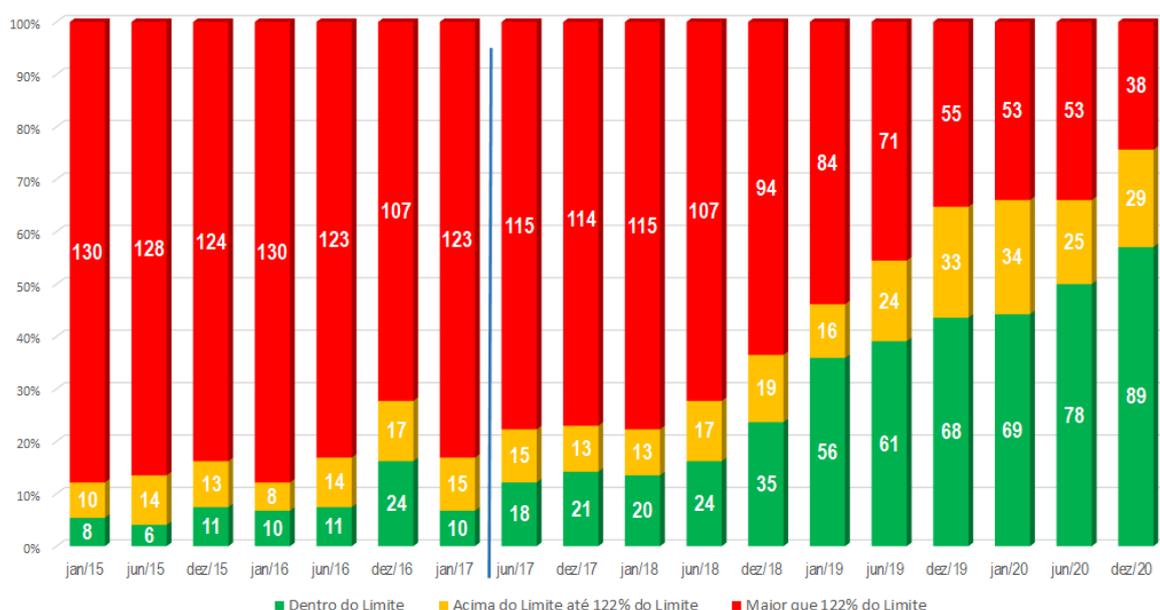


Figura 4.16: Evolução do FEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2015 a 2020

Constatou-se que a distribuidora apresentou uma situação mais crítica quanto ao DEC em relação ao FEC. Todavia, a motivação da variação dos indicadores pode ser analisada pelo fato gerador das ocorrências emergenciais que acarretaram interrupções nessa mesma época.

4.1.5 Fatos Geradores das Ocorrências Emergenciais

Destaca-se que as ocorrências emergenciais compõem uma amostra do universo de ocorrências, visto que são definidas como “atendimento de emergência provocado por um único evento que gere deslocamento de equipes, inclusive aquela considerada impropriedade”. Conceitualmente, as ocorrências que não acarretam deslocamentos de equipes não constam na amostra. [22]

O PRODIST módulo 8, no item 4.7, determina que a ANEEL deve armazenar pelo menos 5 anos das últimas ocorrências emergenciais. Além disso, determina que as distribuidoras devem registrar as seguintes informações de cada ocorrência emergencial:

- "número de ordem da ocorrência;
- data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) do conhecimento da ocorrência;
- identificação da forma do conhecimento da ocorrência (por meio de registro automático do sistema de supervisão da distribuidora ou por meio de informação ou reclamação do consumidor ou de terceiros);

- data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) da autorização para o deslocamento da equipe de atendimento de emergência;
- data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) da chegada da equipe de atendimento de emergência no local da ocorrência;
- descrição da ocorrência: fato gerador, de acordo com o Anexo II do módulo 8;
- coordenada geográfica do poste ou estrutura mais próxima do local da ocorrência ou, quando não identificado o local, do dispositivo de proteção que operou;
- data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) do restabelecimento do atendimento." [23]

Todavia, o PRODIST não padroniza o termo separador para envio dos dados do fato gerador, por exemplo, ponto e vírgula ou ponto. Assim, cada distribuidora envia esse campo das ocorrências sem padronização.

Portanto, essa análise teve o intuito de verificar as ocorrências em relação ao fato gerador e sua variação durante os anos, considerando as diferentes gestões.

A partir do banco de dados SFE_OCORRENCIA_ABERTA, criou-se um programa para selecionar as ocorrências do período de 2015 a 2020, conforme mencionado na metodologia. Em seguida, os dados de cada ano foram normalizados. Constatou-se que a Celg-D usava o separador "/", enquanto, a Enel GO usa ";". Além disso, a Celg-D incorporava uma informação a mais no campo, discretizando a ocorrência emergencial em urbano ou rural. Isso é um aspecto que dificulta a análise das ocorrências emergenciais das distribuidoras por parte da ANEEL.

Verificou-se que os dados da Enel GO dos anos de 2019 e 2020 consideram que todas as ocorrências emergenciais acarretaram interrupções. Isso é verificado pelo campo da descrição do número da interrupção.

Após a normatização, foi realizado o ordenamento dos fatos geradores quanto à quantidade de ocorrências emergenciais em cada ano. Assim, verificou-se 36 motivos distintos entre os anos de 2015 e 2020. Logo, utilizou-se o terceiro quartil para identificar os principais fatos geradores que são apresentados na tabela 4.1.

Fato Gerador	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Total Geral
Terceiros - Defeito Interno não afetando outras unidades consumidoras	295001	268156	250622	209350	154175	147383	1324687
Próprias do sistema - Não Identificada	96122	93009	142891	133733	58107	57552	581414
Próprias do sistema - Falha de material ou equipamento	49850	43995	53138	61890	134685	137708	481266
Falha Operacional - Serviço Mal executado	92476	84620	79614	94556	36521	42226	430013
Meio Ambiente - Descarga Atmosférica	43874	33170	33055	74547	111397	110836	406879
Meio ambiente - Árvore ou Vegetação	16749	12856	11339	15251	19381	18111	93687
Meio Ambiente - Vento	581	352	695	6358	28110	45000	81096
Terceiros - Objeto na Rede	5243	4433	4928	9351	12279	12286	48520
Não Classificada			25	135	28066	16683	44909

Tabela 4.1: Quantidade de Ocorrências Emergenciais por ano dos Fatos Geradores com maior frequência

Em relação às ocorrências emergenciais não classificadas, verificou-se que existem ocorrências com essa classificação de fato gerador apenas na gestão da Enel GO. A figura 4.17 apresenta a segmentação dos fatores geradores quanto à quantidade de ocorrências emergenciais de 2015 a 2020.

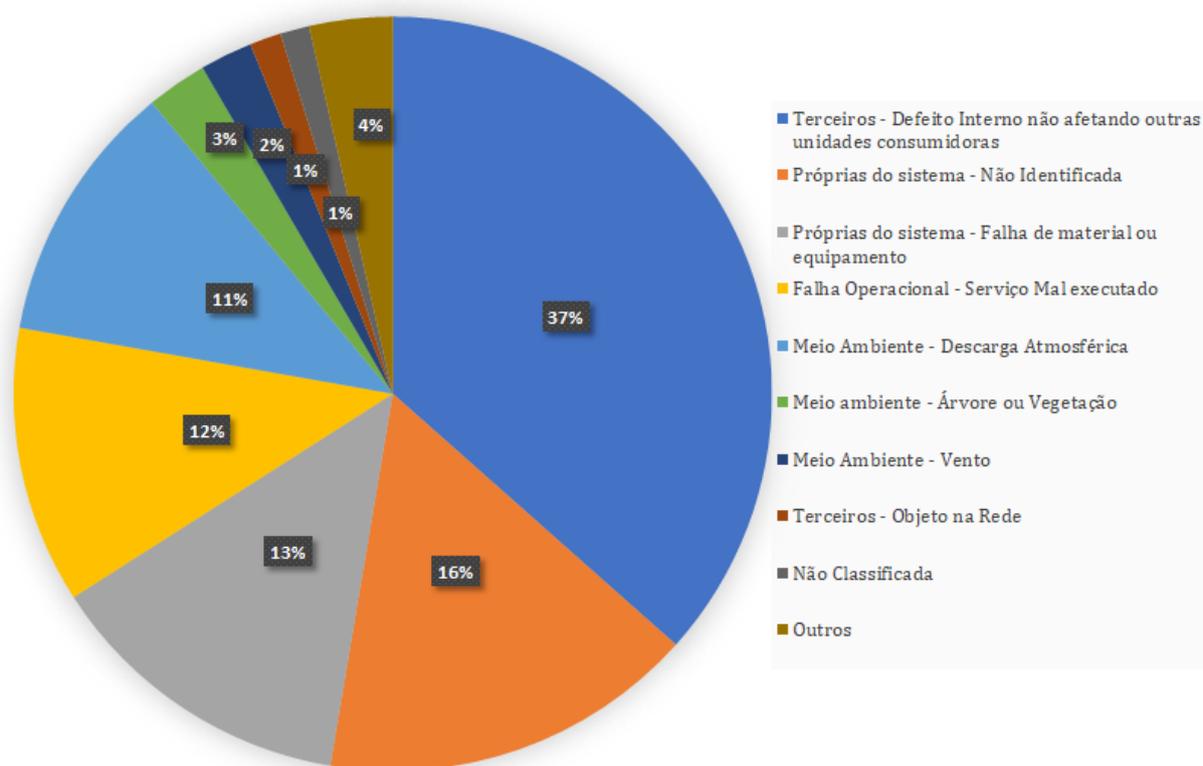


Figura 4.17: Gráfico da Segmentação da Quantidade de Ocorrências Emergenciais dos anos de 2015 e 2020 dos Fatos Geradores com maior frequência

Quanto às ocorrências emergenciais por “Falha Operacional – Serviço mal Executado”, verificou-se uma diminuição de 54,34% de 2020 (Enel GO) em relação a 2015(Celg-D). Além disso, na figura 4.18, observou-se que as ocorrências com essa motivação aumentaram nos primeiros anos da gestão do grupo Enel Brasil até 2018, quando apresentou uma queda abrupta.

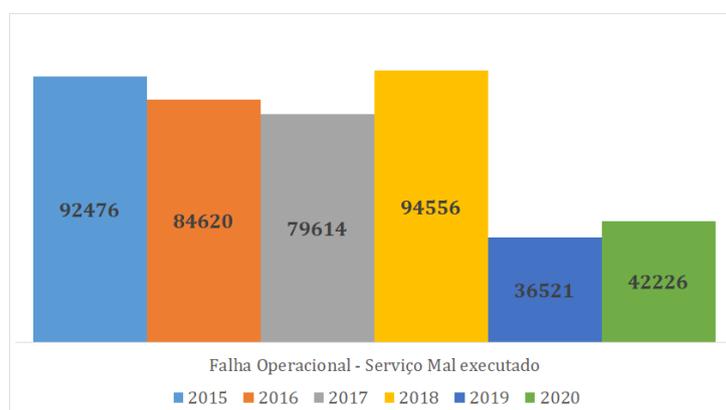


Figura 4.18: Evolução da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “Falha Operacional – Serviço mal Executado”

Já em relação às ocorrências emergenciais de “Meio ambiente”, verificou-se que as principais causas são “Árvore ou Vegetação”, “Descarga Atmosférica” e “Vento”. Destaca-se um aumento de 8% da quantidade de ocorrências por “Árvore ou Vegetação”, de 153% da quantidade de ocorrências por “Descarga Atmosférica” e de 7645% da quantidade de ocorrências por “Vento” de 2020(Enel GO) em relação a 2015(Celg-D). Todavia, o fator gerador "Vento" representa apenas 7% das ocorrências emergenciais de 2020.

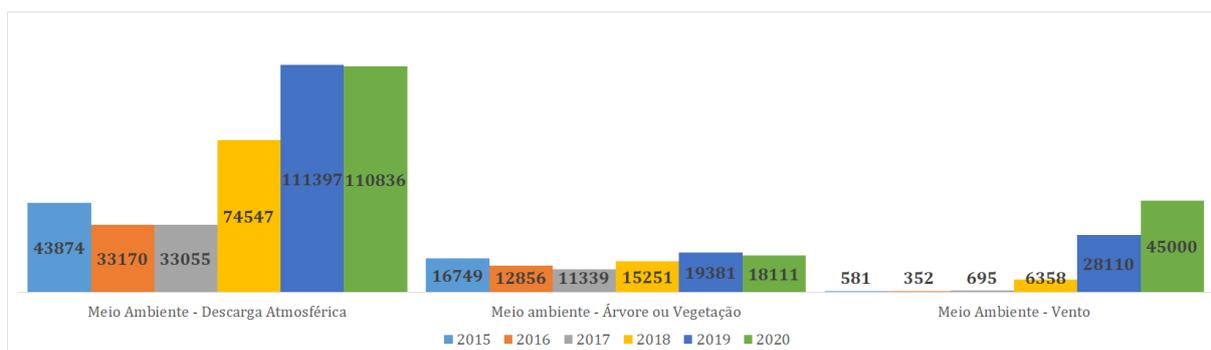


Figura 4.19: Evolução da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “Meio ambiente”

No caso das classificadas como “Próprias do Sistema”, vale ressaltar a "Falha Material ou de equipamento” com um aumento de 176% de 2020(Enel GO) em relação a 2015(Celg-D). Enquanto, as “Próprias do Sistema – Não Identificada” apresentaram uma diminuição de 40%.

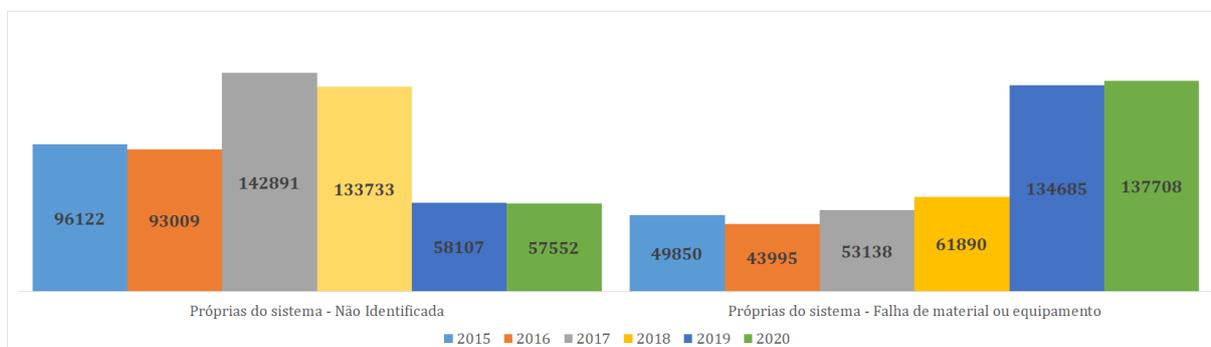


Figura 4.20: Evolução da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “ Próprias do Sistema – Falha Material ou de equipamento”

Ademais, as ocorrências emergenciais por “Terceiros - Defeito Interno não afetando outras unidades consumidoras” diminuiu 50% de 2020(Enel GO) em relação a 2015(Celg-D). Enquanto, "Terceiros - Objeto na Rede" aumentou 134% de 2020(Enel GO) em relação a 2016(Celg-D).

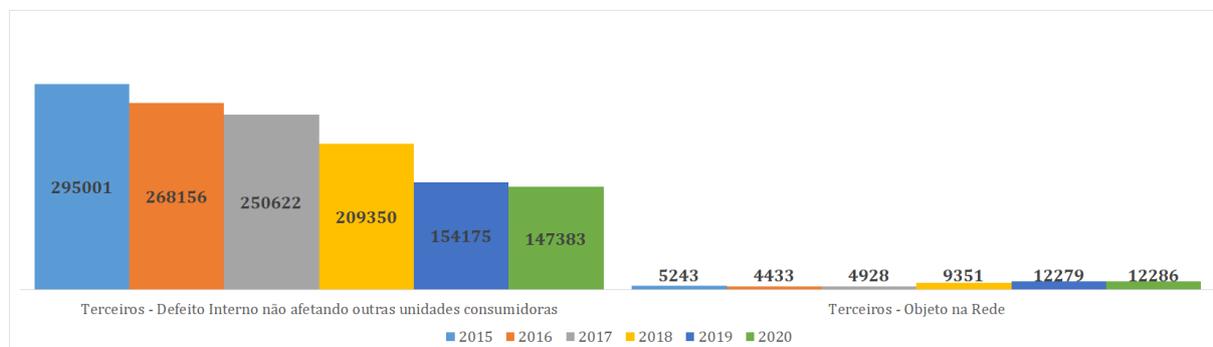


Figura 4.21: Evolução da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “Terceiros - Defeito Interno não afetando outras unidades consumidoras”

Em suma, percebeu-se uma diminuição das ocorrências emergenciais motivadas por “Falha Operacional – Serviço mal Executado” na distribuidora como Enel GO. No entanto, observou-se uma piora nas ocorrências emergenciais classificadas com a origem por “Próprias do Sistema – Falha Material ou de equipamento”, “Meio ambiente – Árvore ou Vegetação”, “Meio ambiente – Vento” e “Meio ambiente – Descarga Atmosférica”.

Vale ressaltar que todos os dados foram retirados da base da ANEEL, as quais são alimentadas pelo envio das distribuidoras.

4.1.6 Comparação entre as gestões de 2015 a 2020 - Celg-D e Enel GO

Em face do exposto, em relação à qualidade do serviço prestado, tem-se que a gestão da Enel Brasil, como Enel Distribuição Goiás, apresentou um resultado positivo quanto ao desempenho do serviço prestado, enquanto a gestão pública da Celg-D apresentou desempenho insatisfatório entre os anos de 2015 a 2017.

Em resumo, a troca de gestão da concessão apresentou a seguinte evolução dos indicadores no período de 2015 a 2020 analisado:

- DEC Global: o indicador apresentou uma diminuição média, mês a mês, de 42,94% de janeiro/15 a dezembro/20. Em contrapartida, a Celg-D e a ENEL GO estiveram fora do limite durante todo o período.
- DEC Interno: o indicador apresentou uma diminuição média, mês a mês, de 43,53% de janeiro/15 a dezembro/20. Não havia limite contratual para esse indicador na

gestão da Celg-D. Nesse caso, a Enel GO apresentou resultados dentro do limite a partir de janeiro/20.

- DEC dos conjuntos elétricos: conforme a figura 4.4, a concessionária detinha apenas 5 conjuntos dentro do limite em jan/2015, em contrapartida, possuía 38 conjuntos dentro do limite no final de 2020. Ademais, a faixa de conjuntos acima do limite até 140% apresentou uma variação positiva, enquanto, as faixas de conjuntos com maior percentual de ultrapassagem do limite apresentaram diminuição da quantidade de conjuntos;
- FEC Global: o indicador apresentou uma diminuição média, mês a mês, de 51,99% de janeiro/15 a dezembro/20. A Celg-D e a ENEL GO estiveram fora do limite durante quase todo o período, porém, em Dez/20, a ENEL GO detinha o indicador abaixo do limite.
- FEC Interno: o indicador apresentou uma diminuição média, mês a mês, de 53,79% de janeiro/15 a dezembro/20. Não havia limite contratual para esse indicador na gestão da Celg-D. Nesse viés, a Enel GO apresentou resultados dentro do limite em todo o período analisado.
- FEC dos conjuntos elétricos: com base na Figura 4.16, a concessionária detinha 8 conjuntos dentro do limite em janeiro/2015, por outro lado, possuía 89 conjuntos dentro do limite no final de 2020. Além disso, as faixas com maiores percentuais de ultrapassagem do limite diminuíram a quantidade de conjuntos;
- Fatos Geradores de Ocorrências Emergenciais: quanto ao tópico 4.1.5, verificou-se uma melhora nas ocorrências emergências motivadas por “Falha Operacional – Serviço mal Executado” na distribuidora como Enel GO. Entretanto, observou-se uma piora nas ocorrências emergências “Próprias do Sistema – Falha Material ou de equipamento”, “Meio ambiente – Árvore ou Vegetação ”, “Meio ambiente – Vento” e “Meio ambiente – Descarga Atmosférica”;

Os resultados obtidos na melhora da qualidade de serviço da gestão da Enel Brasil foram detalhados no tópico 4.3, referente às ações do plano emergencial. Verificou-se que estas ações são os principais motivos para o resultado de melhora da qualidade do serviço.

4.2 Análise das Distribuidoras do Centro-Oeste de 2019 a 2020

Este tópico do trabalho apresenta os resultados da metodologia aplicada nas distribuidoras EMT, EMS, CHESP e Neoenergia Brasília do período de 2019 e 2020. O intuito é verificar a qualidade do serviço quanto a continuidade de fornecimento no centro-oeste e constatar as características dos fatos geradores das ocorrências emergenciais.

Vale ressaltar que os resultados da análise realizada será segmentada em três partes referentes às análises comparativas do DEC, FEC e ocorrências emergenciais para avaliar o desempenho de todas as distribuidoras do centro-oeste. Ademais, a Neoenergia Distribuição Brasília ainda não era privatizada. Portanto, essa distribuidora será referida como CEB na constatação de seus resultados deste trabalho.

4.2.1 Análise do Indicador DEC

A análise do DEC consistirá na investigação do indicador em três perspectivas: DEC global, DEC interno e DEC dos conjuntos elétricos. O DEC global consiste no indicador calculado para a distribuidora, considerando as interrupções de origem interna e externa, conforme a equação 4.1. Já o DEC interno considera apenas as interrupções cuja origem é interna de acordo com a equação 4.3. Por fim, o DEC dos conjuntos elétricos avaliará a evolução da distribuidora detalhadamente conjunto a conjunto a respeito do limite estipulado pela ANEEL.

Destaca-se que foi utilizado o indicador calculado em média móvel numa janela de 12 meses para evitar a sazonalidade e os dados foram retirados em fevereiro de 2021. Além disso, as comparações foram feitas entre os meses equivalentes em anos distintos, por exemplo, jan/19 e jan/20.

4.2.1.1 DEC Global

Verificou-se que a EMT, a EMS e a Chesp apresentaram o DEC global dentro do limite em todo o período analisado, de 2019 a 2020. Por outro lado, observou-se a CEB demonstrou o DEC global fora do limite durante o ano de 2020.

Destaca-se que os limite do indicador global são definido pela ANEEL para cada distribuidora de acordo com os atributos físico-elétricos de seus conjuntos de unidades consumidoras, conforme o item 5.10 do módulo 8 do PRODIST. [23]

Energisa Mato Grosso - EMT

Constatou-se uma diminuição média de 5,88% do DEC global da distribuidora entre jan/2019 e dez/2020, comparado mês a mês. Além disso, a principal motivação dos expurgos mudou de dia crítico em 2019 para situações de emergência em 2020. A figura 4.22 apresenta a evolução do DEC global de 2019 a 2020.

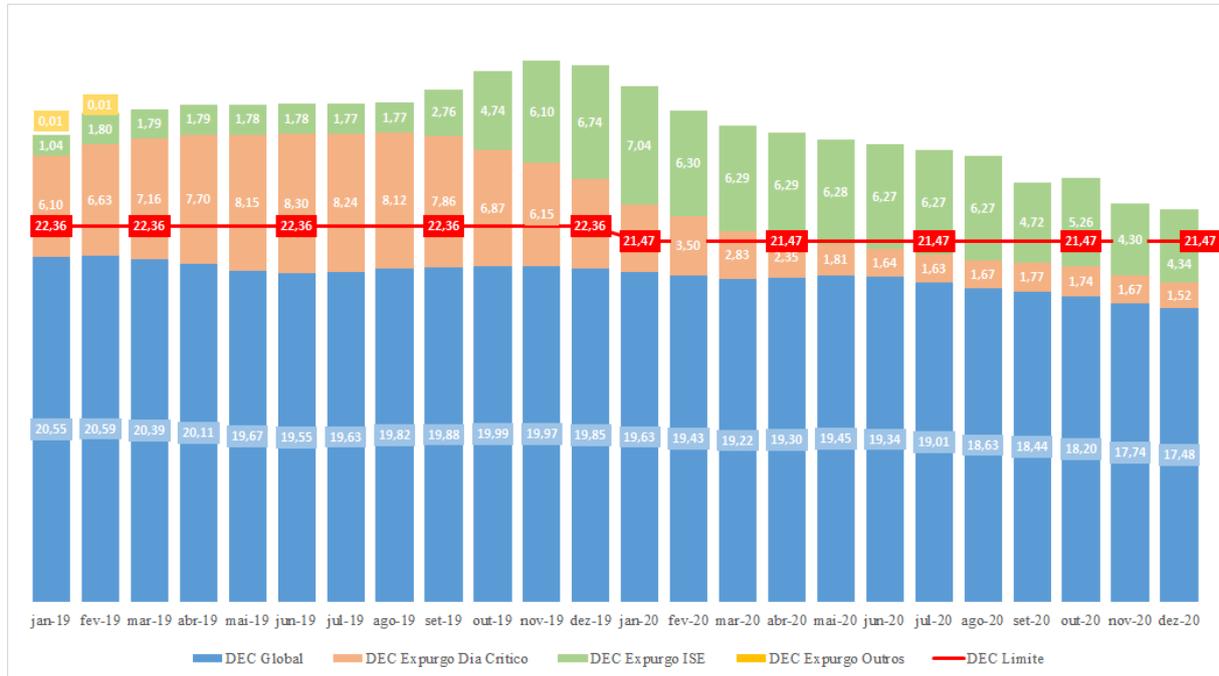


Figura 4.22: Evolução da EMT do DEC Global de 2019 a 2020

Energisa Mato Grosso do Sul - EMS

A EMS demonstrou uma diminuição média de 7,32% do DEC global da distribuidora entre jan/2019 e dez/2020, comparado mês a mês. Os expurgos são motivados por situação de emergência em todo o período analisado. A figura 4.23 apresenta a evolução do DEC global dos anos de 2019 a 2020.

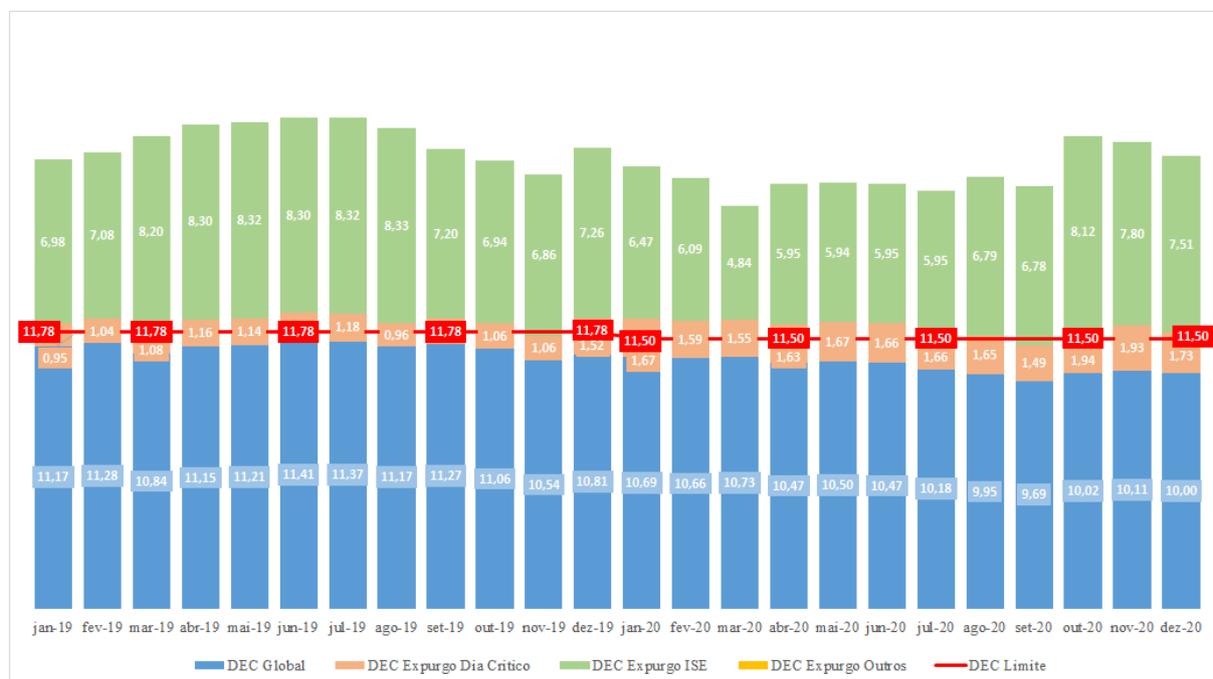


Figura 4.23: Evolução da EMS do DEC Global de 2019 a 2020

Companhia Hidroelétrica São Patrício - Chesp

A Chesp apresentou uma diminuição média de 25,4% do DEC global da distribuidora entre jan/2019 e dez/2020. Todavia, demonstrou a principal motivação do expurgo como dia crítico. A figura 4.24 apresenta a evolução do DEC global do período analisado.

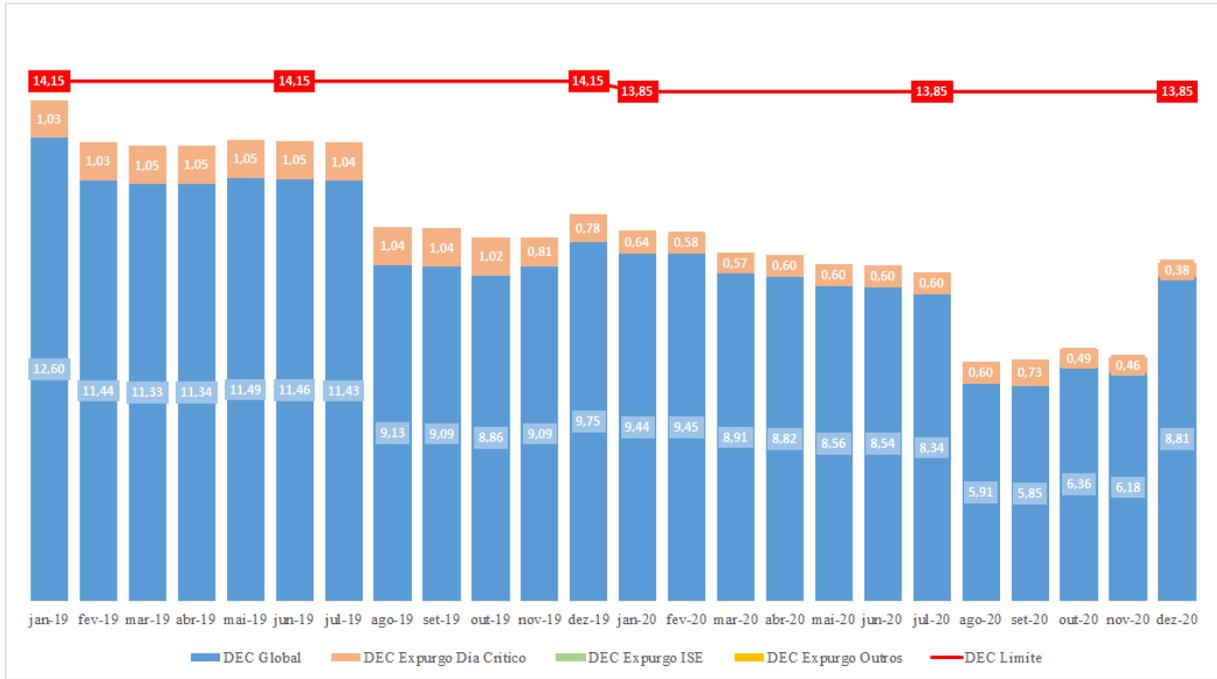


Figura 4.24: Evolução da Chesp do DEC Global de 2019 a 2020

Companhia Energética de Brasília - CEB

A CEB constatou um aumento médio de 10,9% do DEC global da distribuidora, mês a mês, entre jan/2019 e dez/2020, sendo que os expurgos são motivados por dia crítico em sua maioria. A figura 4.25 apresenta a evolução do DEC global durante o período de 2019 a 2020.

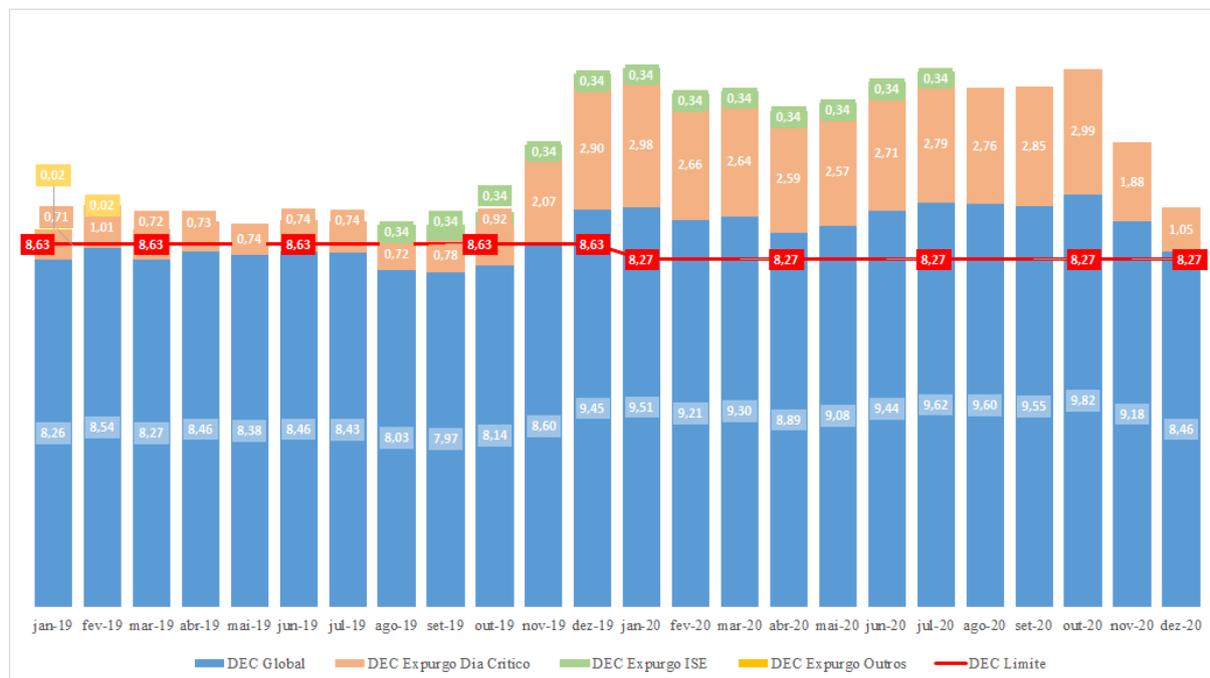


Figura 4.25: Evolução da CEB do DEC Global de 2019 a 2020

Comparação entre Distribuidoras

- Enel GO: apresentou a diminuição média de 20,07% mês a mês. A distribuidora esteve fora do limite durante todo o período analisado;
- EMT: demonstrou a diminuição média de 5,88% mês a mês. A distribuidora esteve dentro do limite durante os anos de 2019 e 2020;
- EMS: constatou a diminuição média de 7,32% mês a mês. A distribuidora esteve dentro do limite durante todo o período analisado;
- Chesp: obteve a diminuição média de 25,4% mês a mês. A distribuidora esteve dentro do limite durante os anos de 2019 e 2020;
- CEB: apresentou o aumento médio de 10,9% mês a mês. A distribuidora esteve fora do limite de dez/19 a dez/20.

4.2.1.2 DEC Interno

Observou-se a evolução do DEC interno apresentou a mesma característica do DEC global nas quatro distribuidoras: EMT, EMS, Chesp e CEB. Nesse caso, a evolução quanto ao limite será comentado para a Chesp e a CEB. Ademais, a comparação entre as distribuidoras abordará todas as concessionárias do centro-oeste.

O limite interno das distribuidoras Chesp e CEB é definido na revisão tarifária de forma contratual. Assim, verificou-se que a EMT e a EMS não possuem limites internos estipulados pela ANEEL no período de 2019 a 2020.

Visto que o limite interno é um acordo entre o agente regulador e a concessionária no intuito de incentivar a diminuição da parcela interna do indicador global, constata-se que este limite é usado para tornar o limite mais compatível com a concessão. Por exemplo, na Enel GO, o limite interno é maior que o global, enquanto, o limite interno é menor que o limite global na Chesp.

Companhia Hidroelétrica São Patrício - Chesp

A Chesp apresentou expurgos motivados por dia crítico durante o período. Ademais, obteve a diminuição percentual média de 30,06% quanto ao DEC interno, conforme a figura 4.26.

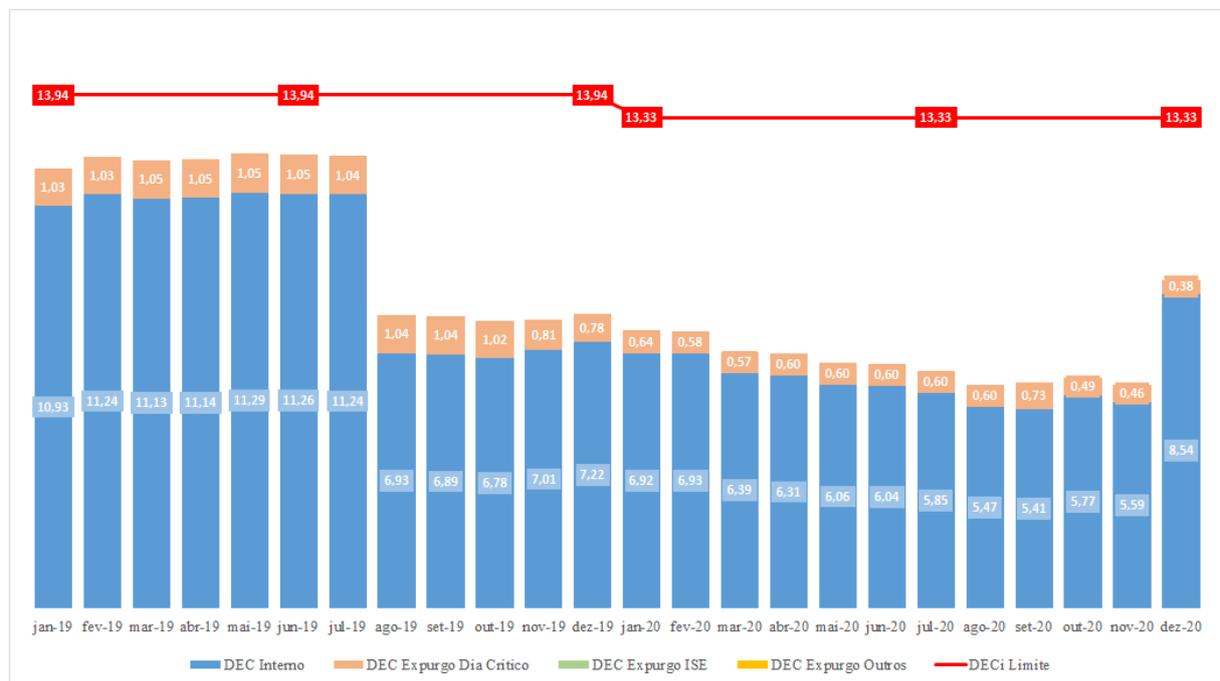


Figura 4.26: Evolução Chesp do DEC Interno de 2019 a 2020

Companhia Energética de Brasília - CEB

Por outro lado, a CEB constatou o aumento percentual médio de 11,74% quanto ao DEC interno, conforme a figura 4.27. A distribuidora apresentou o indicador acima do limite de dez/19 a dez/20. Os expurgos da distribuidora são referentes a dia crítico, principalmente, em 2020.

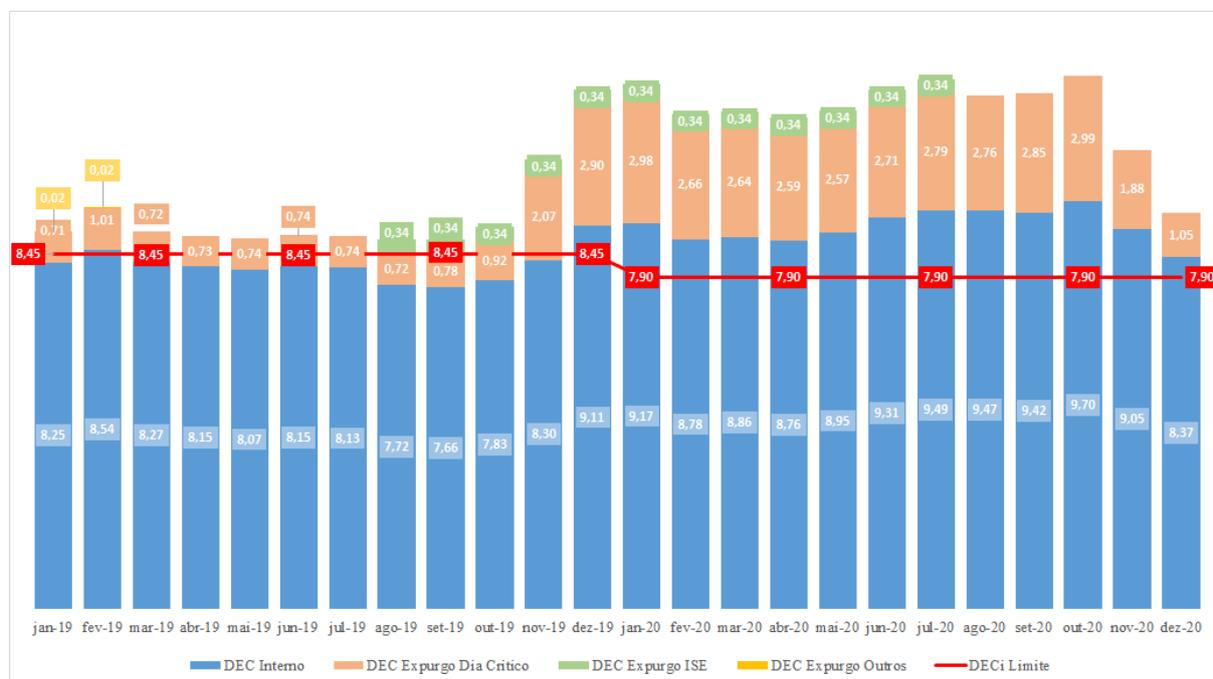


Figura 4.27: Evolução CEB do DEC Interno de 2019 a 2020

Comparação Final

- Enel GO: apresentou a diminuição média de 21,20% mês a mês. A distribuidora esteve dentro do limite durante todo o período analisado;
- EMT: demonstrou a diminuição média de 5,98% mês a mês;
- EMS: constatou a diminuição média de 6,5% mês a mês;
- Chesp: obteve a diminuição média de 30,06% mês a mês. A distribuidora esteve dentro do limite durante os anos de 2019 e 2020;
- CEB: aumento médio de 11,74% mês a mês. A distribuidora esteve fora do limite entre dez/19 a dez/20.

4.2.1.3 DEC dos Conjuntos de Unidades Consumidoras

Realizou-se uma comparação entre a quantidade de conjuntos elétricos dentro e fora do limite do indicador técnico DEC, conjunto a conjunto. Com o intuito de analisar os conjuntos com maior detalhamento, analisou-se a evolução em faixas de ultrapassagem do limite da quantidade de conjuntos em relação ao limite do DEC no período de 2019 a 2020.

A seguir, será apresentado a evolução dos conjuntos dentro e fora do limite, sendo discretizado a evolução dos conjuntos quanto às faixas de ultrapassagem em relação ao limite do conjunto de cada empresa.

Energisa Mato Grosso - EMT

A EMT apresentou uma tendência constante em relação aos conjuntos dentro do limite até 140% do limite, sendo que mais de 75% dos conjuntos encontravam-se nessas faixas. Entre set/19 e mar/20, verificou-se um crescimento dos conjuntos entre 140% e 160% do limite na figura 4.28. Destaca-se que não houve conjuntos acima de 500% do limite na concessão até dez/20.

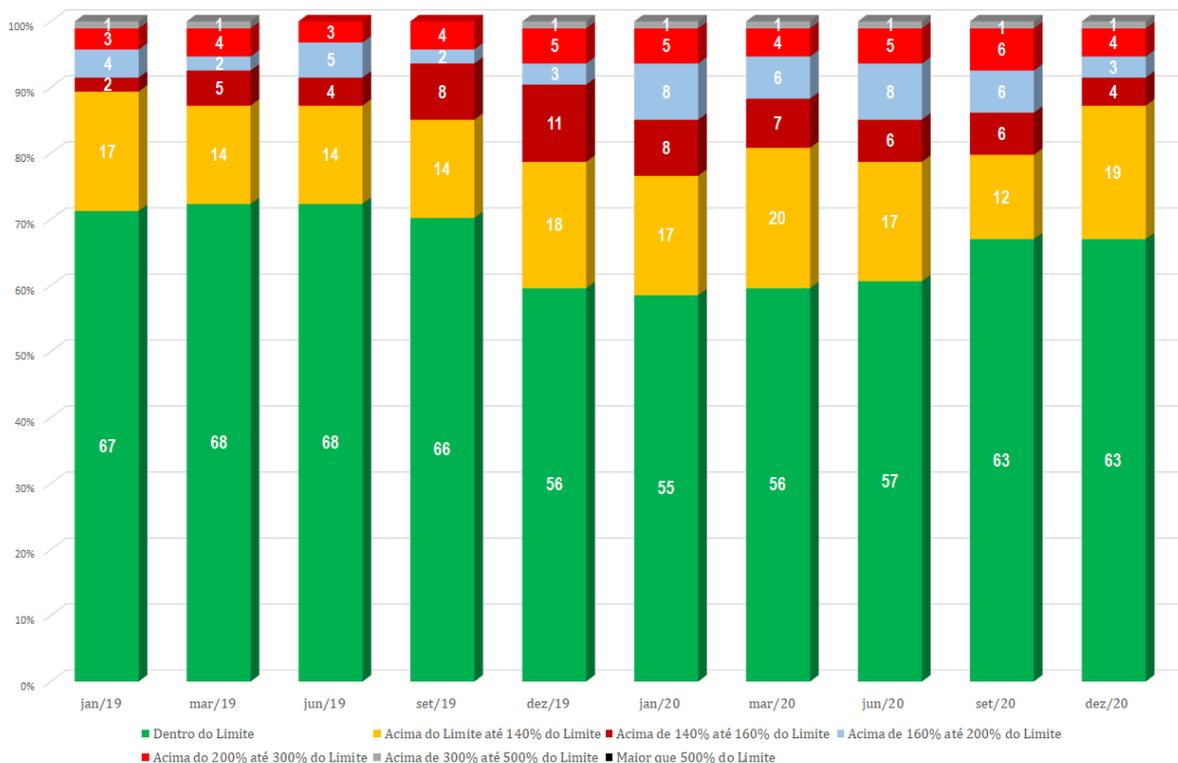


Figura 4.28: Evolução da EMT do DEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2019 a 2020

Energisa Mato Grosso do Sul - EMS

Já a EMS demonstrou uma tendência de aumento dos conjuntos dentro do limite, resultando em mais de 80% dos conjuntos até 140% do limite. Além disso, observou-se a diminuição da quantidade de conjuntos nas faixas que mais ultrapassam o limite, sendo que não houve conjuntos com mais de 300% do limite, conforme a figura 4.29.

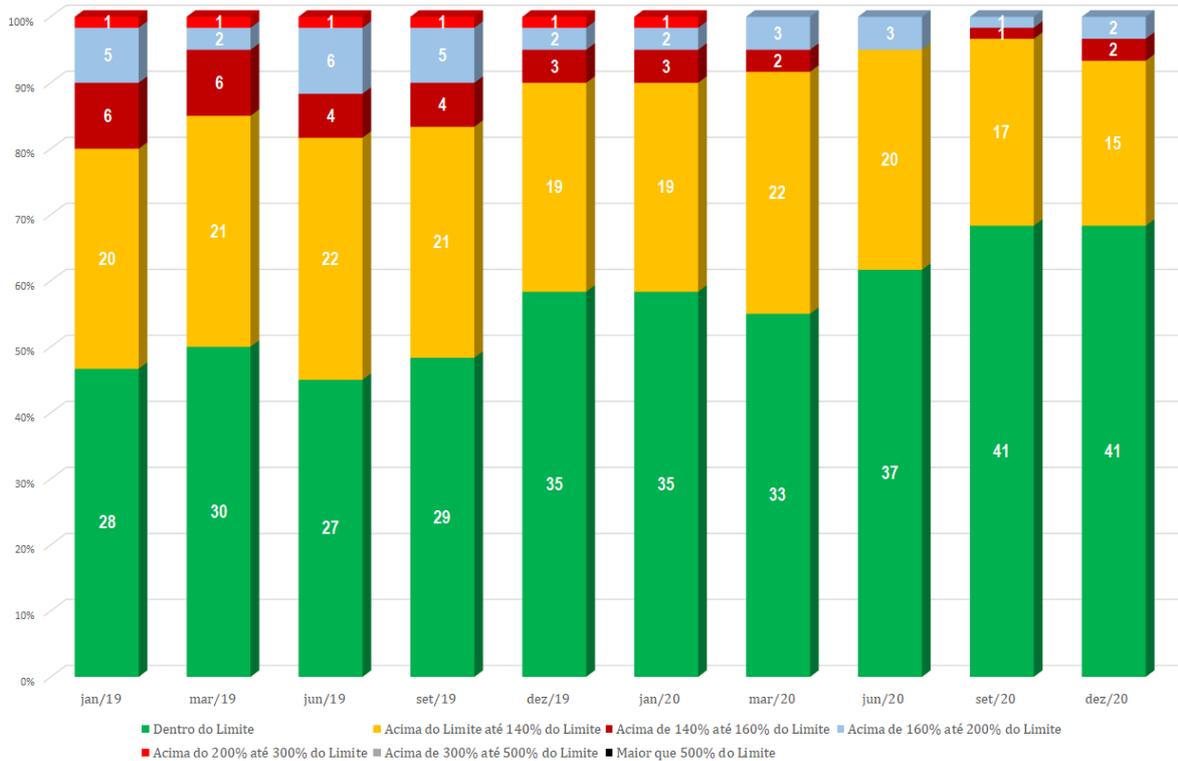


Figura 4.29: Evolução da EMS do DEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2019 a 2020

Companhia Hidroelétrica São Patrício - Chesp

Quanto a Chesp, verificou-se um desempenho satisfatório em que todos os conjuntos encontravam-se dentro do limite ao final de dez/20. A figura 4.30 apresenta a evolução da quantidade de conjuntos de acordo com as faixas de ultrapassagem do período analisado.

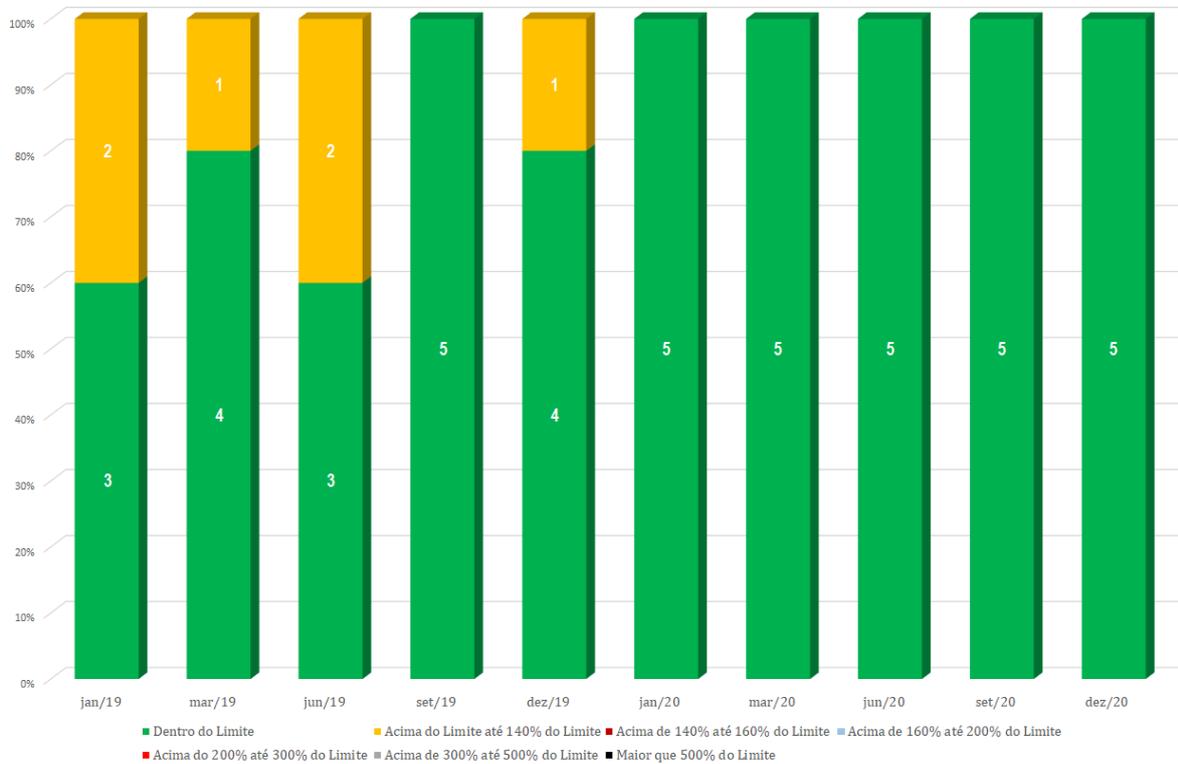


Figura 4.30: Evolução da Chesp do DEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2019 a 2020

Companhia Energética de Brasília - CEB

No entanto, a CEB apresentou uma diminuição da quantidade de conjuntos dentro do limite entre o final de 2019 e todo o ano de 2020. Na figura 4.31, verificou-se uma melhora do desempenho dos conjuntos até set/19, porém, a partir desse mês, observou-se um aumento da quantidade de conjuntos nas faixa acima de 160% do limite.

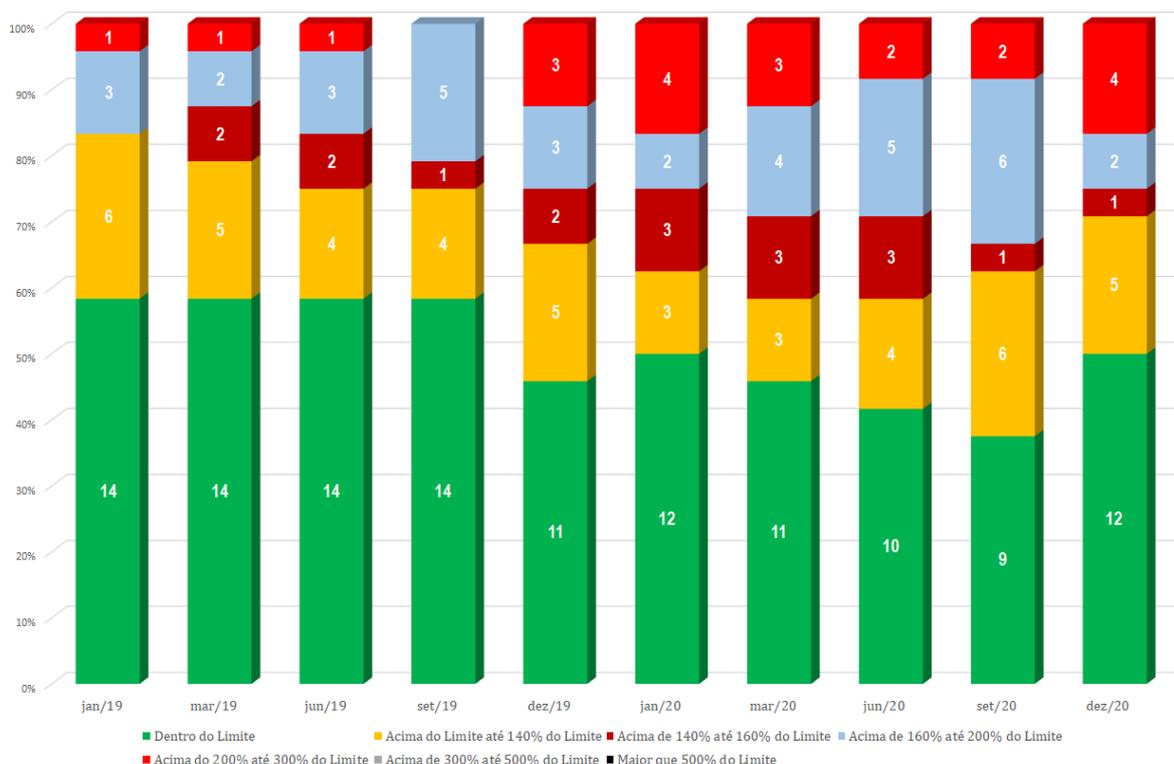


Figura 4.31: Evolução da CEB do DEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2019 a 2020

Comparação entre Distribuidoras

- Enel GO: demonstrou que a variação foi de 21,79% dos conjuntos dentro do limite em jan/2019 para 24,36% em dez/20. Porém, apresentou um crescimento médio de 39,68% dos conjuntos até 140% do limite em todo o período analisado. Ademais, houve uma diminuição da quantidade de conjuntos nas faixas de ultrapassagem do limite superiores.
- EMT: manteve mais 75% dos conjuntos dentro do limite até 140% do limite em todo o período. Além disso, não houve conjuntos com o indicador acima de 500% do limite na concessão até dez/20.

- EMS: manteve mais 80% dos conjuntos dentro do limite até 140% do limite entre 2019 e 2020. Além disso, não houve conjuntos com o indicador acima de 300% do limite na concessão até dez/20.
- Chesp: manteve todos os conjuntos dentro do limite até 140% do limite entre 2019 e 2020.
- CEB: apresentou em média 50,42% dos conjuntos dentro do limite de 2019 a 2020. Porém, demonstrou um aumento da quantidade de conjuntos na faixa acima de 160% a partir de set/19. Além disso, ao final de dez/20, 16,67% dos conjuntos encontravam-se acima de 200% do limite e abaixo de 300% do limite, o que representa a maior quantidade de conjuntos na faixa mais distante do limite de 2019 a 2020.

4.2.2 Análise do Indicador FEC

A análise do FEC consiste na verificação do indicador em três perspectivas: FEC global, FEC interno e FEC dos conjuntos elétricos. O FEC global consiste no indicador calculado para a distribuidora, considerando as interrupções de origem interna e externa, conforme a equação 4.2. Enquanto o FEC interno considera apenas as interrupções cuja origem é interna à distribuidora de acordo com a equação 4.4. Por fim, o FEC dos conjuntos elétricos avaliará a evolução da distribuidora detalhadamente conjunto a conjunto a respeito do limite estipulado pela ANEEL de 2019 a 2020.

Destaca-se que foi utilizado o indicador calculado em média móvel numa janela de 12 meses para evitar a sazonalidade e os dados foram obtidos em fevereiro de 2021. Além disso, as comparações foram feitas entre os meses equivalentes em anos distintos, por exemplo, jan/19 e jan/20.

4.2.2.1 FEC Global

Em consonância com do DEC, a EMT, a EMS e a Chesp apresentaram valores para indicador FEC dentro do limite em todo o período de 2019 a 2020. No entanto, a CEB esteve fora do limite no ano de 2020.

Em relação aos expurgos, todas as distribuidoras demonstram a mesma alteração do indicador DEC. Isso já era esperado, visto que as interrupções que impactam o indicador são as mesmas. Vale ressaltar que o indicador é apurado para interrupções acima de 3 minutos. [23]

Além disso, destaca-se que o entendimento da ANEEL a respeito de uma interrupção classificável como interrupção em situação de emergência - ISE - em um dia classificável como dia crítico é que "o conceito de ISE é preponderante ao do Dia Crítico." [27]

Energisa Mato Grosso - EMT

A EMT apresentou os expurgos motivados por dia crítico em 2019 e por situação de emergência em 2020 majoritariamente, conforme visto na evolução do FEC global do período analisado, figura 4.32.

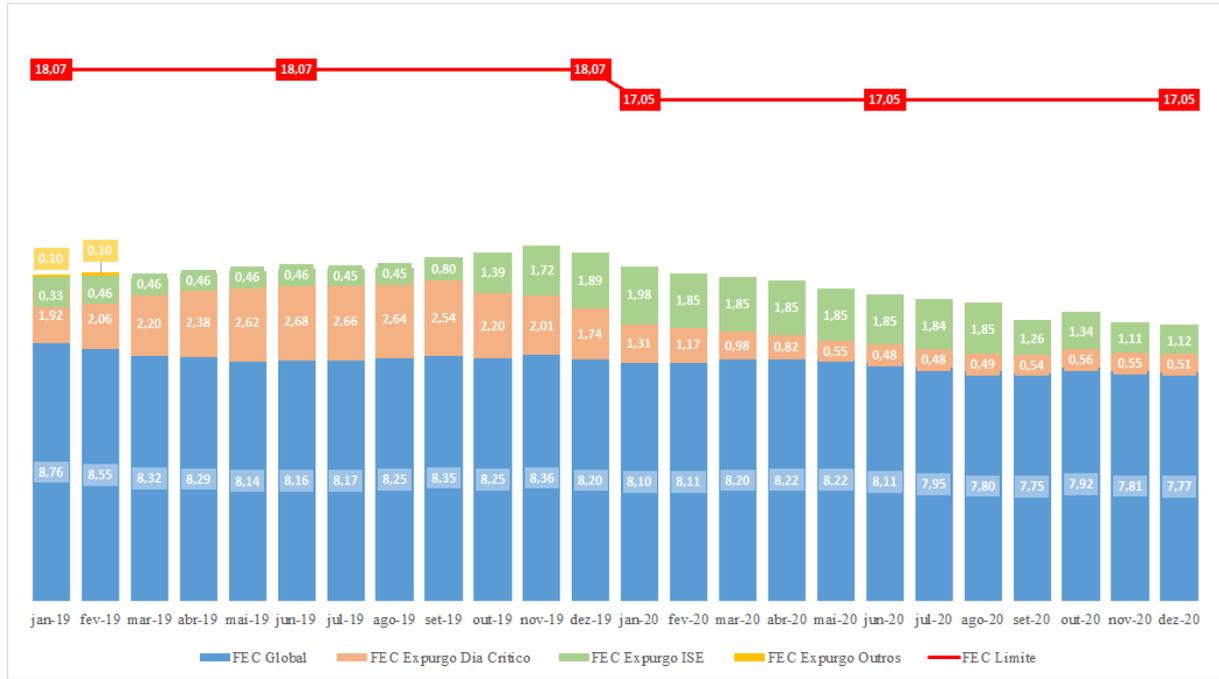


Figura 4.32: Evolução da EMT do FEC Global de 2019 a 2020

Energisa Mato Grosso do Sul - EMS

No caso da EMS, a distribuidora expurgou, principalmente, por situações de emergência no período analisado. A figura 4.33 apresenta a evolução do FEC global de 2019 a 2020.

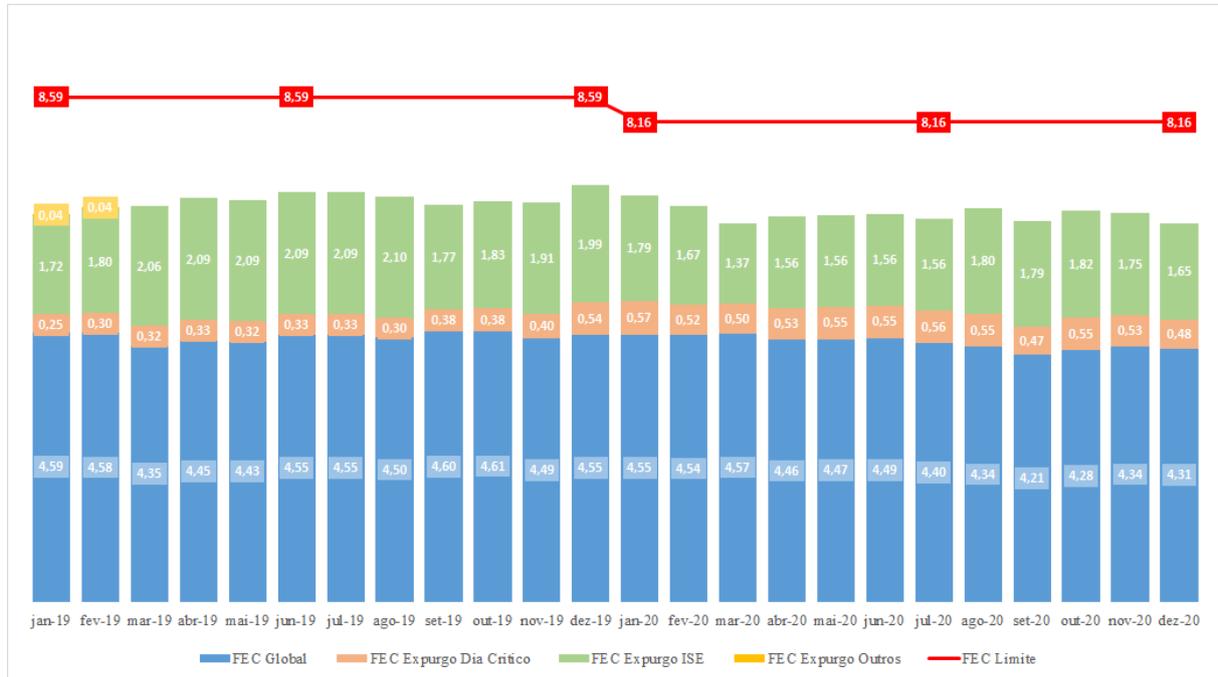


Figura 4.33: Evolução da EMS do FEC Global de 2019 a 2020

Companhia Hidroelétrica São Patrício - Chesp

Já a Chesp apresentou o expurgo por dia crítico como visto na figura 4.34. A distribuidora apresenta os valores do FEC global muito abaixo do limite tanto em 2019, quanto em 2020.

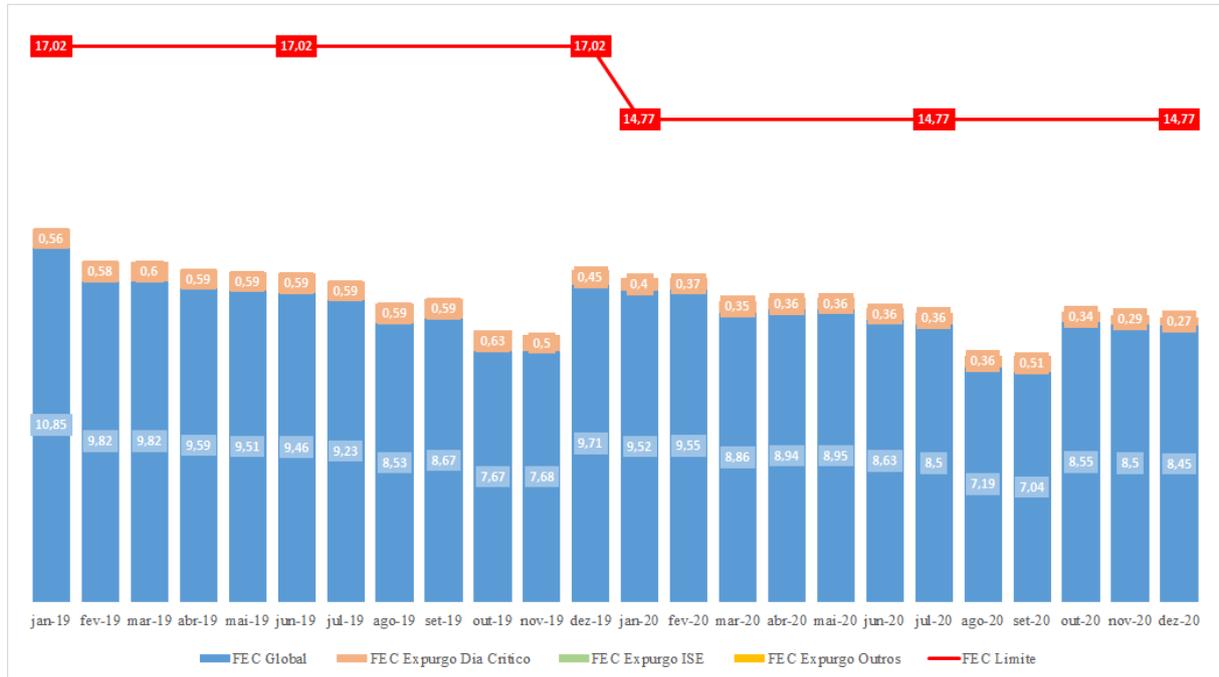


Figura 4.34: Evolução da Chesp do FEC Global de 2019 a 2020

Companhia Energética de Brasília - CEB

A CEB apresentou desempenho insatisfatório quanto ao indicador no ano de 2020. Assim, a figura 4.35 apresenta a evolução do FEC global e o aumento do expurgo por dia crítico do período analisado.

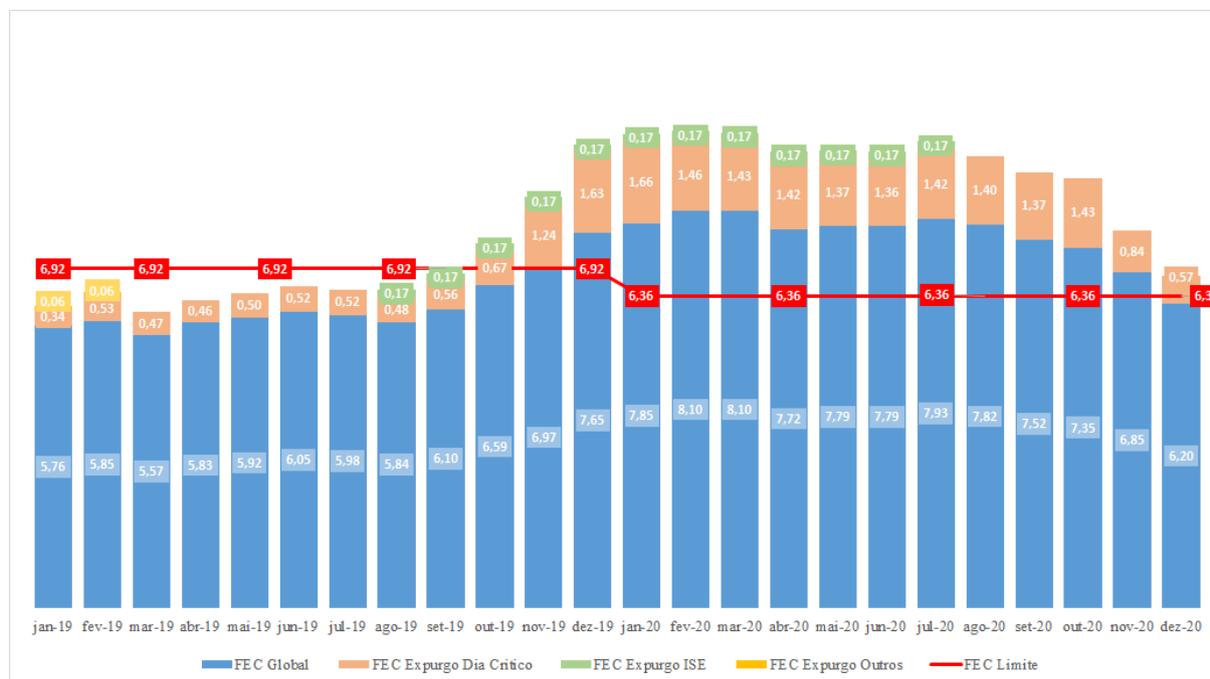


Figura 4.35: Evolução da CEB do FEC Global de 2019 a 2020

Comparação entre Distribuidoras

- Enel GO: apresentou a diminuição média de 20,03% mês a mês. A distribuidora esteve dentro do limite a partir de out/20 a dez/20;
- EMT: constatou a diminuição média de 3,8% mês a mês. A distribuidora esteve dentro do limite em todo o período analisado;
- EMS: demonstrou a diminuição média de 2,33% mês a mês. A distribuidora esteve dentro do limite no período dos anos de 2019 a 2020;
- Chesp: obteve a diminuição média de 6,62% mês a mês. A distribuidora esteve dentro do limite em todo o período analisado;
- CEB: apresentou o aumento médio de 24,78% mês a mês. A distribuidora esteve fora do limite de jul/19 a dez/20.

4.2.2.2 FEC Interno

O FEC interno apresenta a mesma configuração de expurgo do FEC global, além da mesma tendência. As distribuidora EMT, EMS e Chesp demonstraram tendências de diminuição do indicador de 2019 a 2020, enquanto a CEB apresentou tendência de aumento. Vale ressaltar que os limites para o indicador interno são definidos apenas para a Chesp e a CEB.

Companhia Hidroelétrica São Patrício - Chesp

A Chesp apresentou FEC interno muito abaixo do limite e diminuição média de 19,16%, mês a mês, no período analisado. A figura 4.36 apresenta a evolução do FEC interno de 2019 a 2020.

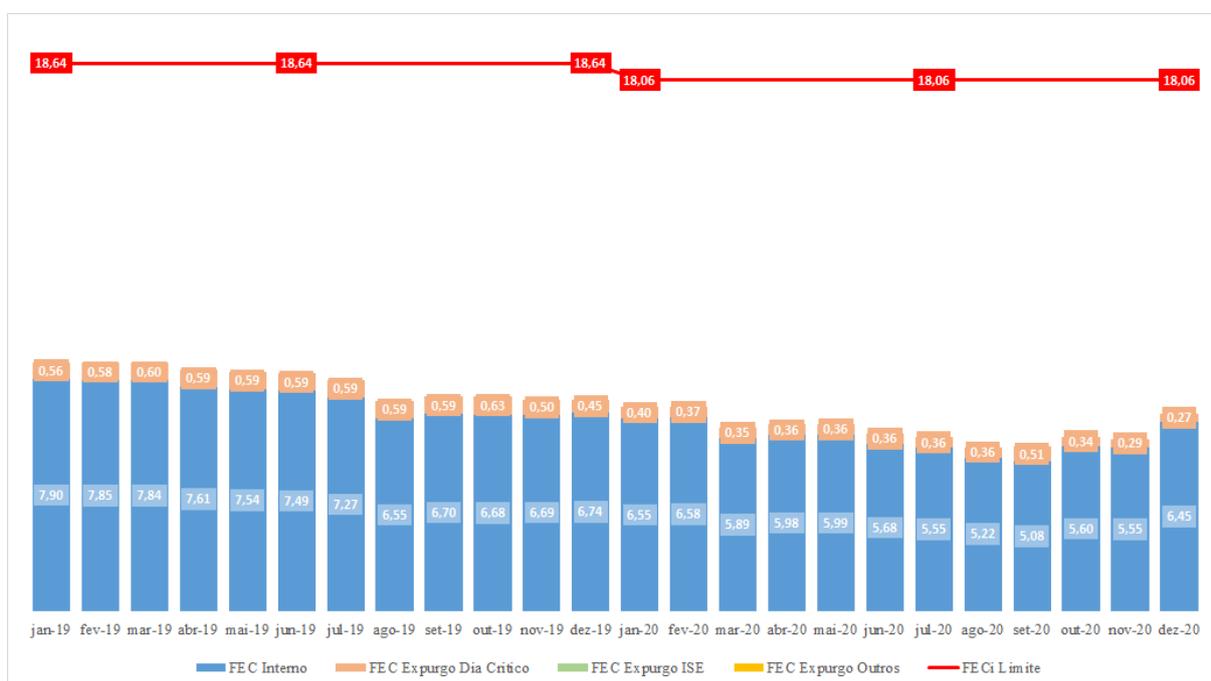


Figura 4.36: Evolução da Chesp do FEC Interno de 2019 a 2020

Companhia Energética de Brasília - CEB

Por outro lado, a CEB demonstrou estar dentro do limite em 2019, porém, obteve valores acima do limite em 2020. Assim, a distribuidora apresentou o aumento média de 24,45%, mês a mês, conforme a figura 4.37.

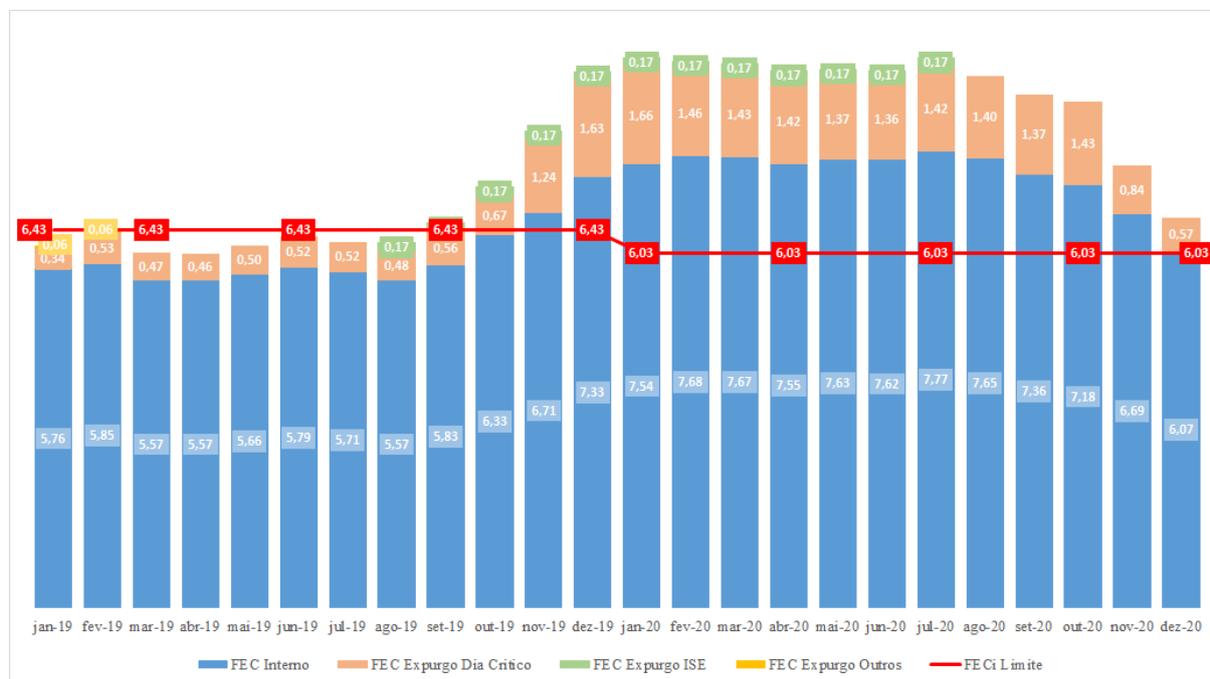


Figura 4.37: Evolução da CEB do FEC Interno de 2019 a 2020

Comparação Final

- Enel GO: apresentou a diminuição média de 19,74% mês a mês. A distribuidora esteve dentro do limite durante todo o período analisado;
- EMT: demonstrou a diminuição média de 5,16% mês a mês;
- EMS: constatou a diminuição média de 1,62% mês a mês;
- Chesp: obteve a diminuição média de 19,16% mês a mês. A distribuidora esteve dentro do limite no período dos anos de 2019 a 2020;
- CEB: apresentou o aumento médio de 24,45% mês a mês. A distribuidora esteve fora do limite entre nov/19 a dez/20.

4.2.2.3 FEC dos Conjuntos Elétricos

Realizou-se uma comparação entre a quantidade de conjuntos elétricos dentro e fora do limite do indicador técnico FEC, conjunto a conjunto. Com o intuito de analisar os conjuntos com maior detalhamento, analisou-se a evolução em faixas de ultrapassagem do limite da quantidade de conjuntos em relação ao limite do FEC no período de 2019 a 2020.

A seguir, será apresentado a evolução dos conjuntos dentro e fora do limite, detalhado quanto às faixas de ultrapassagem em relação ao limite do conjunto de cada empresa. Ressalta-se que a Chesp possui apenas 5 conjuntos, em virtude desse fato, será apresentado apenas os resultados dos conjuntos nas faixas de ultrapassagem.

Energisa Mato Grosso - EMT

A EMT apresentou mais de 92% dos conjuntos dentro do limite em todo o período analisado. Verificou-se que os conjuntos acima do limite compo em no máximo 7 conjuntos dos 94 conjuntos. A figura 4.38 apresenta a evolução quanto à faixas de ultrapassagem do limite da quantidade de conjuntos em relação ao limite do FEC.

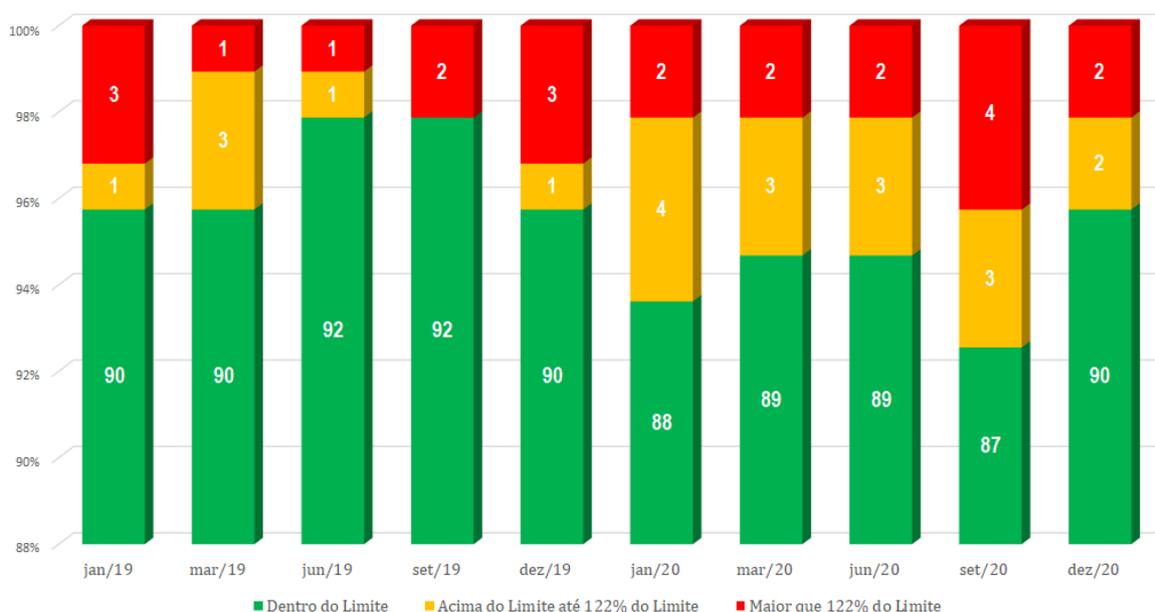


Figura 4.38: Evolução da EMT do FEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2019 a 2020

Energisa Mato Grosso do Sul - EMS

Já a EMS demonstrou mais de 90% dos conjuntos encontravam-se dentro do limite em todo o período analisado. Assim, a figura 4.39 apresenta nenhum conjunto acima de 122% do limite.

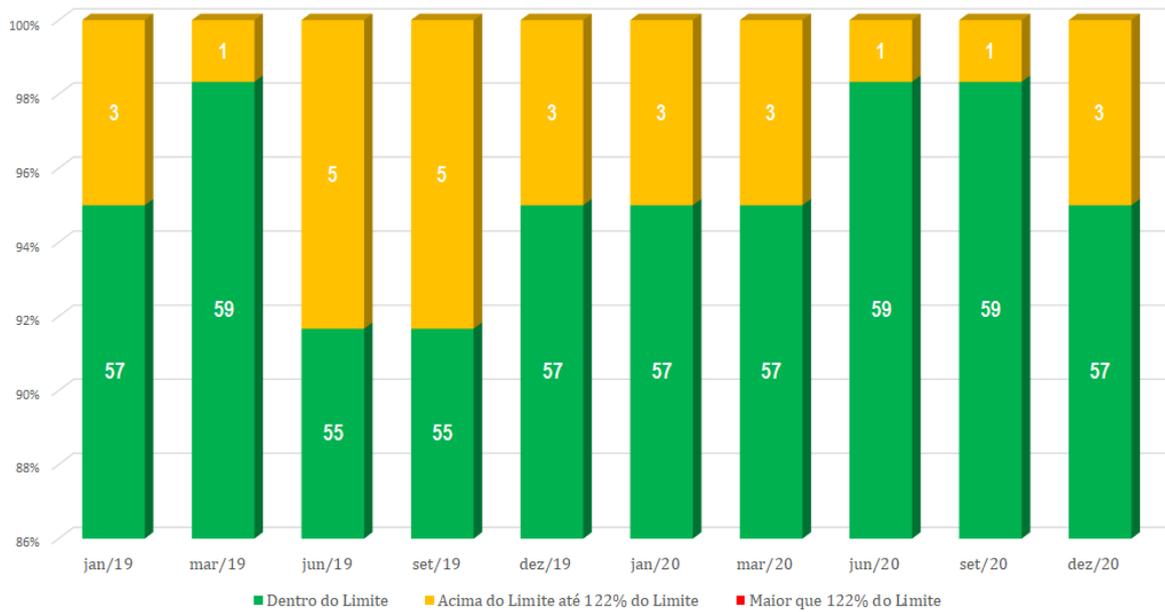


Figura 4.39: Evolução da EMS do FEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2019 a 2020

Companhia Hidroelétrica São Patrício - Chesp

No caso da Chesp, verificou-se que apenas o conjunto "Rianópolis" apresentou o FEC acima de 122% do limite em junho de 2020. Além disso, destaca-se que todos os conjuntos estavam dentro do limite em dez/20. A figura 4.40 apresenta a evolução da Chesp em faixas de ultrapassagem do limite da quantidade de conjuntos em relação ao limite do FEC no período de 2019 a 2020.

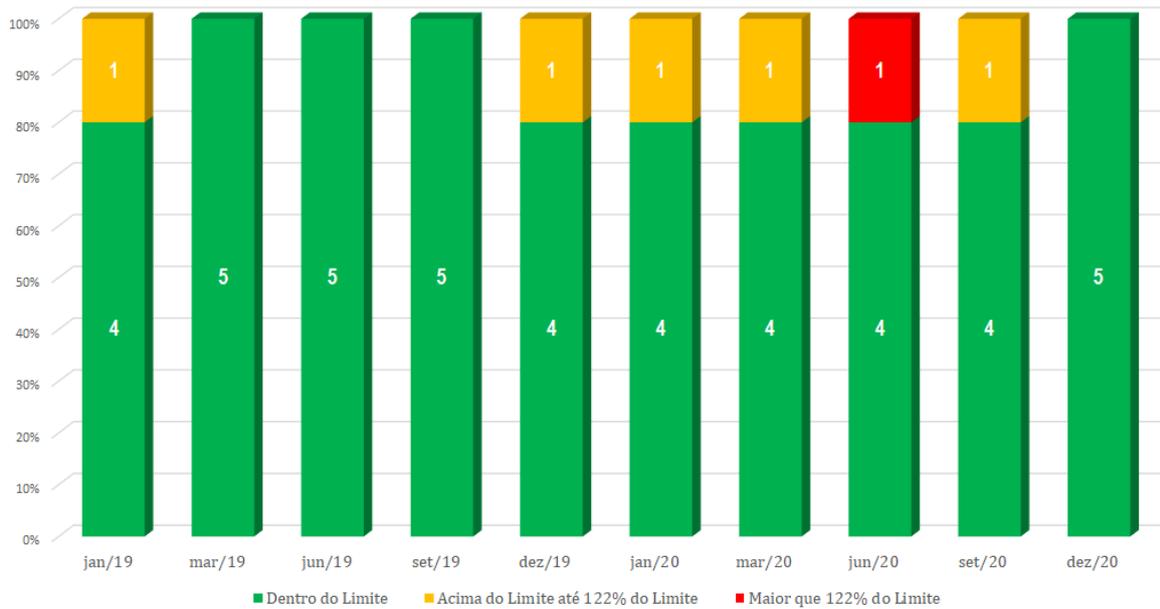


Figura 4.40: Evolução da Chesp do FEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2019 a 2020

Companhia Energética de Brasília - CEB

No entanto, a CEB demonstrou a diminuição dos conjuntos dentro do limite e o aumento dos conjuntos acima de 122% de dez/19 a set/20. Todavia, apresentou um aumento da quantidade de conjuntos em dez/20. A figura 4.39 apresenta a média de 53,75% dos conjuntos dentro do limite. Destaca-se o aumento dos conjuntos acima de 122% do limite no ano de 2020.

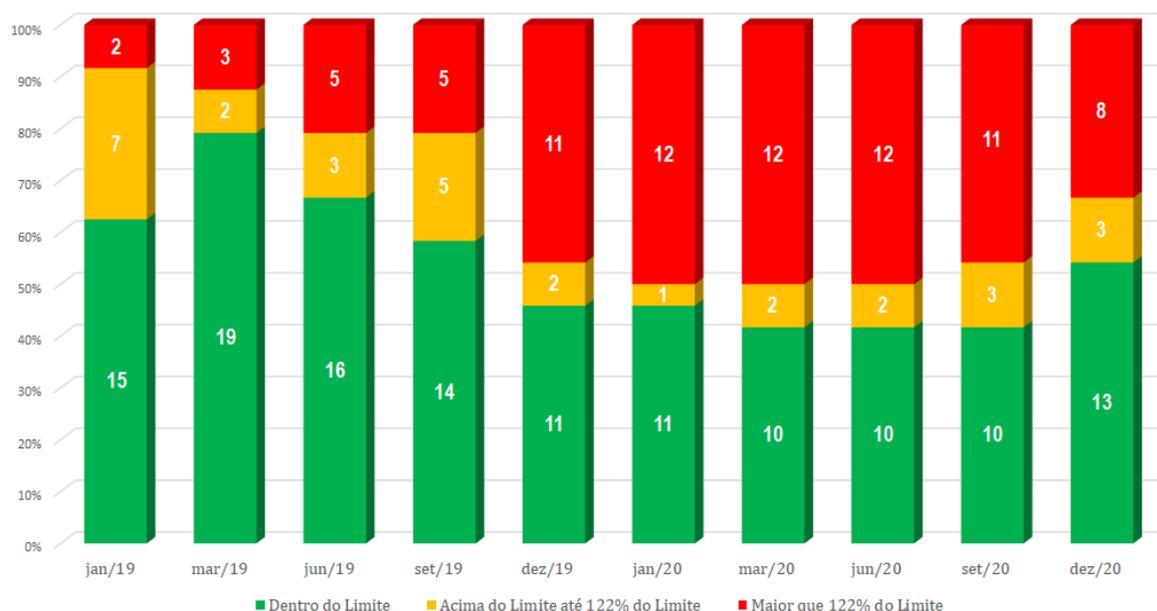


Figura 4.41: Evolução da CEB do FEC da Quantidade de Conjuntos por Faixas de Ultrapassagem do Limite de 2019 a 2020

Comparação entre Distribuidoras

- Enel GO: a variação foi de 35,89% dos conjuntos dentro do limite em jan/2019 para 57% em dez/20. Em média, 45,7% dos conjuntos encontravam-se dentro do limite em todo o período analisado. Ademais, houve uma diminuição da quantidade de conjuntos acima de 122% do limite.
- EMT: mais de 92% dos conjuntos encontravam-se dentro do limite em todo o período analisado;
- EMS: mais de 90% dos conjuntos encontravam-se dentro do limite em todo o período analisado;
- Chesp: apenas o conjunto "Rianópolis" apresentou o FEC acima de 122% do limite em junho de 2020. Todavia, apresentou todos os conjuntos dentro do limite em dez/20

- CEB: em média, 53,75% dos conjuntos encontravam-se dentro do limite durante os anos de 2019 e 2020 e houve o aumento dos conjuntos acima de 122% do limite no ano de 2020.

4.2.3 Fatos Geradores das Ocorrências Emergenciais

As ocorrências emergenciais do período de 2019 a 2020 foram retiradas da base de dados da ANEEL, conforme mencionado na metodologia. Os dados foram obtidos em fevereiro de 2021. Além disso, foi executado a normatização dos dados para que pudessem ser analisados e, em seguida, o ordenamento dos fatos geradores quanto à quantidade de ocorrências emergenciais em cada ano por distribuidora.

Dentre as ocorrências emergenciais de cada distribuidora, verificou-se que a EMT possui 42 fatos geradores distintos, enquanto a EMS detém 24 fatos geradores distintos. Já a Chesp apresentou 12 fatos geradores distintos e a CEB apenas 3 fatos geradores distintos.

Para analisar os principais fatos geradores de ocorrências emergenciais, utilizou-se o terceiro quartil da quantidade de ocorrências emergenciais de cada um dos fatos geradores normalizados da EMT, EMS e Chesp. Todavia, decidiu-se não retirar o terceiro quartil para a CEB, devido à pequena quantidade de fatos geradores e generalização da empresa, conforme as constatações apresentadas adiante.

A seguir, será analisado os fatos geradores das ocorrências emergenciais no período de 2019 e 2020. O intuito é analisar a alteração dos principais fatos geradores das ocorrências emergenciais.

Energisa Mato Grosso - EMT

Em relação à EMT, verificou-se que as principais causas de ocorrências emergenciais são “Próprias do Sistema – Falha de material ou equipamento” e “Meio ambiente – Descarga Atmosférica”. Além disso, destaca-se que 46% das ocorrências emergenciais dos anos de 2019 e 2020 são referentes a “Próprias do Sistema – Falha de material ou equipamento”. Os principais fatos geradores são apresentados em segmentos no gráfico 4.42 e discretizado em valores absolutos na tabela 4.2.

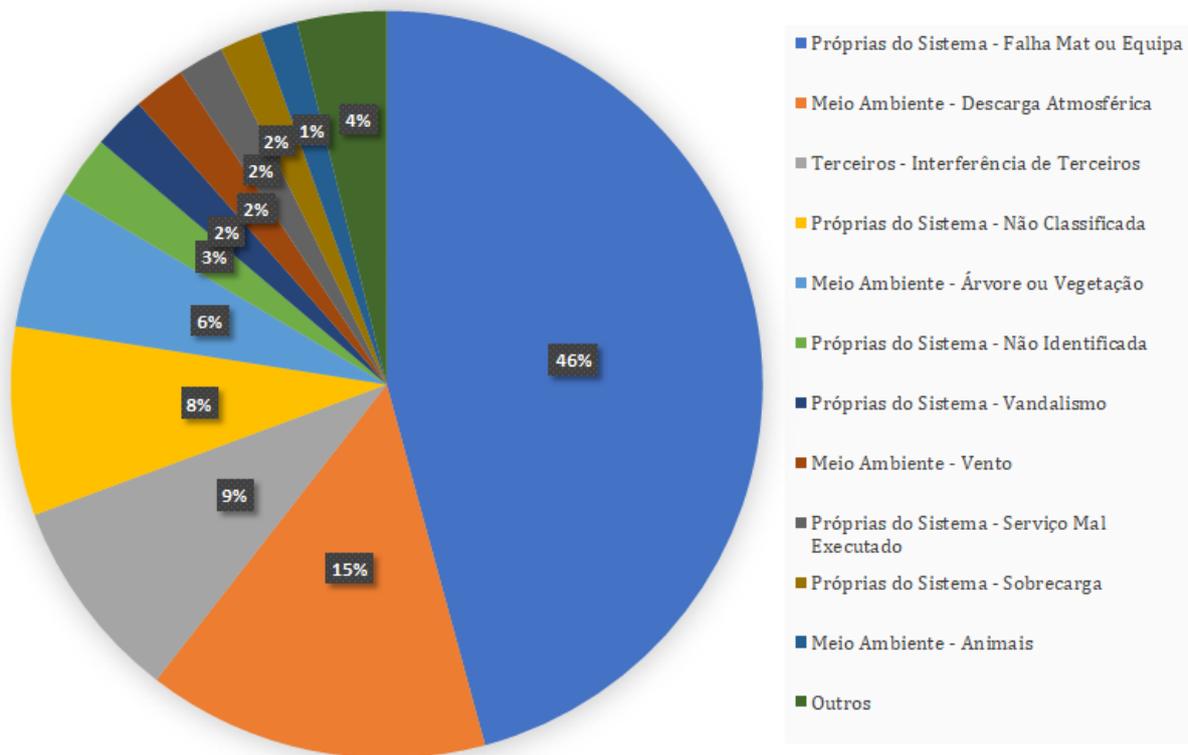


Figura 4.42: Gráfico da EMT da Segmentação da Quantidade de Ocorrências Emergenciais dos anos de 2019 e 2020 dos Fatos Geradores com maior frequência

Fator Gerador	2019	2020	Total Geral
Próprias do Sistema - Falha Mat ou Equipa	120686	110623	231309
Meio Ambiente - Descarga Atmosférica	39554	34787	74341
Terceiros - Interferência de Terceiros	6	44584	44590
Próprias do Sistema - Não Classificada	34354	6967	41321
Meio Ambiente - Árvore ou Vegetação	14911	15814	30725
Próprias do Sistema - Não Identificada	5408	8057	13465
Próprias do Sistema - Vandalismo	9609	1893	11502
Meio Ambiente - Vento	5119	6171	11290
Próprias do Sistema - Serviço Mal Executado	8625	1417	10042
Próprias do Sistema - Sobrecarga	6971	2119	9090
Meio Ambiente - Animais	3873	4245	8118

Tabela 4.2: Quantidade de Ocorrências Emergenciais da EMT por ano dos Fatos Geradores com maior frequência

Quanto às ocorrências emergenciais “Próprias do Sistema”, verificou-se que os fatos geradores mais frequentes são “Falha de material ou equipamento”, “Vandalismo”, “Serviço Mal executado” e “Sobrecarga”. Destaca-se as reduções de 80% nas ocorrências por “Vandalismo”, 84% por “Serviço Mal executado”, 70% por “Sobrecarga” de 2020 em relação a 2019 na figura 4.43. Ademais, observou-se uma diminuição de 8% quanto às ocorrências por “Falha de material ou equipamento”, conforme a figura 4.44.



Figura 4.43: Evolução da EMT da Quantidade de Ocorrências Emergenciais “Próprias do Sistema”: Vandalismo (a), Serviço Mal executado (b) e Sobrecarga (c)

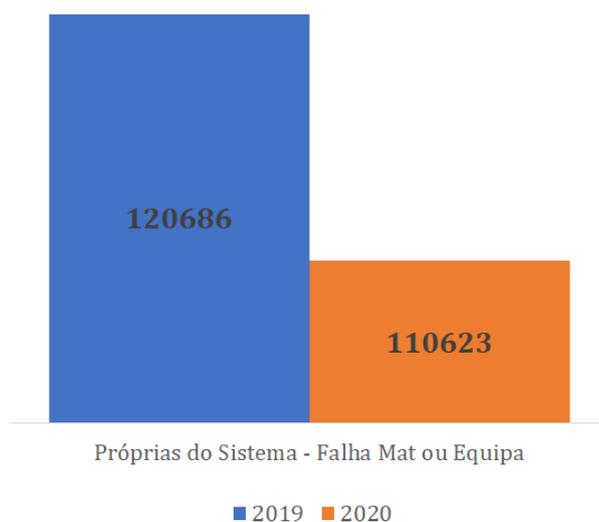


Figura 4.44: Evolução da EMT da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “ Próprias do Sistema – Falha Material ou de equipamento”

Em relação às ocorrências emergenciais de “Meio ambiente”, verificou-se que as principais causas são “Descarga Atmosférica”, “Árvore ou Vegetação”, “Vento” e “Animais”. Percebeu-se uma diminuição de 12% da quantidade de ocorrências por “Descarga Atmosférica”, um aumento de 8% da quantidade de ocorrências por “Árvore ou Vegetação”, um crescimento de 21% da quantidade de ocorrências por “Vento” e uma elevação de 10% da quantidade de ocorrências por “Animais” de 2020 a 2019.

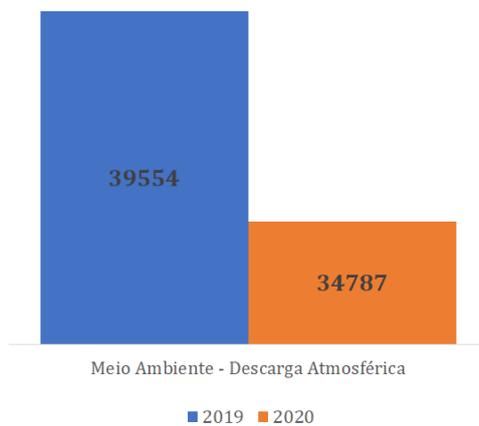


Figura 4.45: Evolução da EMT da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “Meio ambiente – Descarga Atmosférica”



Figura 4.46: Evolução da EMT da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “ Meio ambiente”: Árvore ou Vegetação (a), Vento (b) e Animais (c)

No caso das classificadas como “Terceiros – Interferência de Terceiros”, vale ressaltar o aumento da quantidade de ocorrências emergenciais de 6 em 2019 para 44584 em 2020. A figura 4.47 apresenta esse aumento expressivo de mais de 1000%.

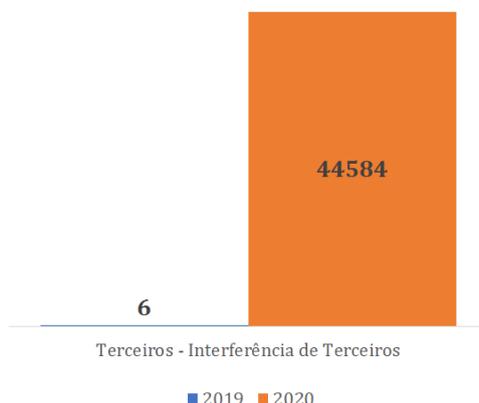


Figura 4.47: Evolução da EMT da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por Terceiros – Interferência de Terceiros

Já em relação às ocorrências emergenciais não classificadas ou não identificadas, percebeu-se que ambas são referentes à causa "Próprias do Sistema". Assim, verificou-se que essas classificações representam 10,84% do total de ocorrências emergenciais. Todavia, observou-se uma redução de 80% das ocorrências emergenciais não classificadas de 2019 para 2020, conforme a figura 4.48

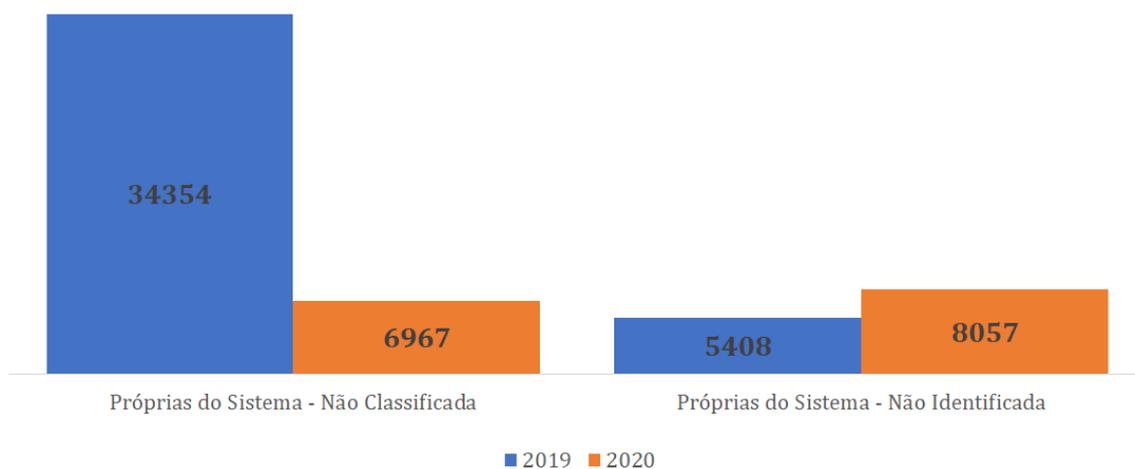


Figura 4.48: Evolução da EMT da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “Próprias do Sistema”: Não classificada e Não Identificada

Não obstante, a partir da seleção das ocorrências do período de 2019 a 2020, constatou-se que a EMT possui 49 ocorrências emergenciais com mais de um fator gerador, a tabela com essas ocorrências encontra-se no anexo.

Energisa Mato Grosso do Sul - EMS

Quanto a EMS, constatou-se que as principais causas de ocorrências emergenciais são “Próprias do Sistema – Falha de material ou equipamento” e “Meio ambiente – Descarga Atmosférica”. Além disso, destaca-se que 31% das ocorrências emergenciais dos anos de 2019 e 2020 são referentes a “ Próprias do Sistema – Falha de material ou equipamento”, porém, 30% não foi classificada.

Os principais fatos geradores são apresentados em segmentos no gráfico 4.49 e discretizado em valores absolutos na tabela 4.3.

Fator Gerador	2019	2020	Total Geral
Próprias do Sistema - Falha de Material ou Equipamento	58710	56687	115397
Não Classificada	58429	53038	111467
Meio Ambiente - Descarga Atmosférica	32105	28962	61067
Meio Ambiente - Árvore ou Vegetação	17035	17045	34080
Meio Ambiente - Vento	10065	10087	20152
Meio Ambiente - Animais	8608	9210	17818

Tabela 4.3: Quantidade de Ocorrências Emergenciais da EMS por Ano dos Fatores Geradores com maior frequência

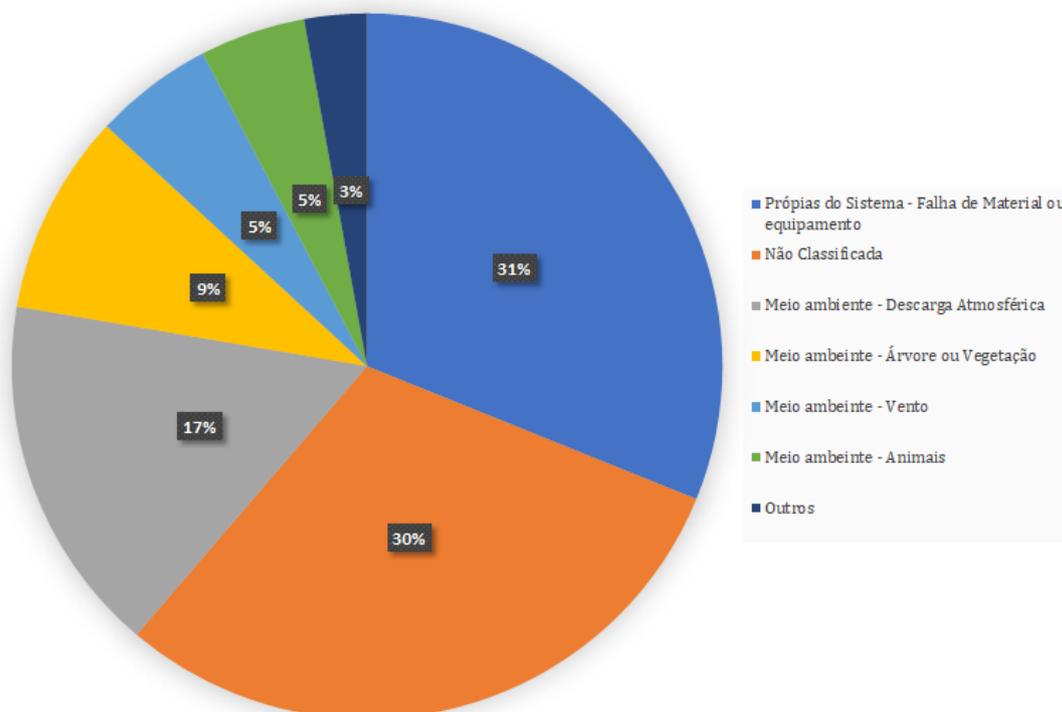


Figura 4.49: Gráfico da EMS da Segmentação da Quantidade de Ocorrências Emergenciais dos anos de 2019 e 2020 dos Fatos Geradores com maior frequência

Em relação às ocorrências emergenciais “Próprias do Sistema Falha de material ou equipamento”, verificou-se a diminuição de 3,5% da quantidade de 2019 para 2020, conforme a figura 4.50.

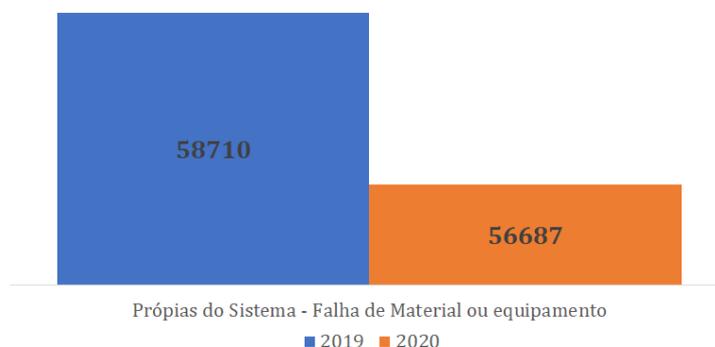


Figura 4.50: Evolução da EMS da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “ Próprias do Sistema – Falha Material ou de equipamento”

No caso das ocorrências emergenciais de “Meio ambiente”, verificou-se que as principais causas são “Descarga Atmosférica”, “Árvore ou Vegetação”, “Vento” e “Animais”. Esses fatos geradores correspondem a 36% do total de ocorrências emergenciais de 2019 e 2020. Observou-se uma diminuição de 9,8% da quantidade de ocorrências por “Descarga Atmosférica”, uma constância quanto às ocorrências por “Árvore ou Vegetação” e “Vento”, além de um aumento de 7% da quantidade de ocorrências por “Animais” de 2020 em relação a 2019.

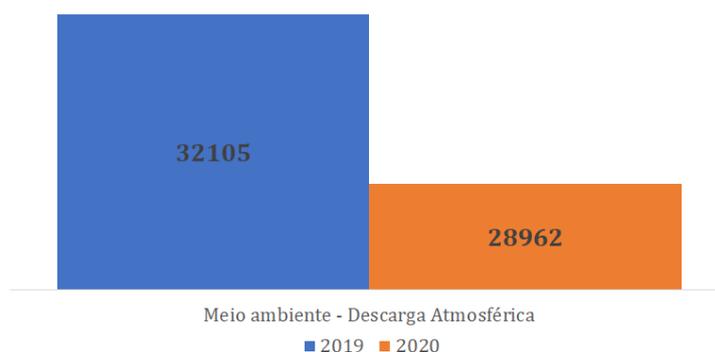


Figura 4.51: Evolução da EMS da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “Meio ambiente – Descarga Atmosférica”



Figura 4.52: Evolução da EMS da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “Meio ambiente”: Árvore ou Vegetação (a), Vento (b) e Animais (c)

Já no caso das ocorrências emergenciais cuja causa é "Não Classificadas", destaca-se que esse fato gerador corresponde à 30% do total de ocorrências emergenciais dos anos de 2019 e 2020. Todavia, observou-se a diminuição da quantidade de ocorrências emergenciais em 9,23% de 2019 para 2020. A figura 4.53 apresenta a evolução quantitativa de ocorrências emergenciais classificadas dessa forma nos anos de 2019 e 2020.

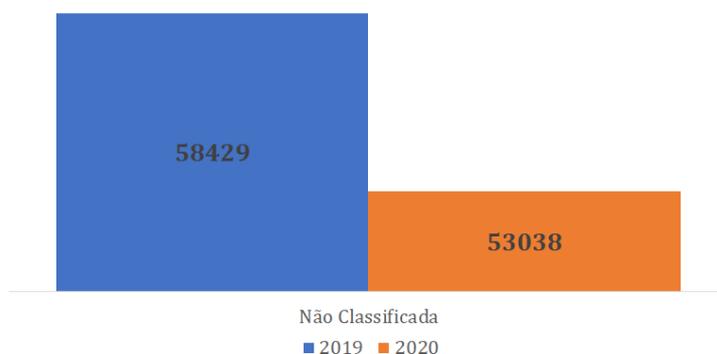


Figura 4.53: Evolução da EMS da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por Não Classificada

Companhia Hidroelétrica São Patrício - Chesp

A Chesp apresentou que as principais causas de ocorrências emergenciais são “Meio ambiente – Descarga Atmosférica” e “Próprias do Sistema – Falha de material ou equipamento”. Além disso, destaca-se que 46% das ocorrências emergenciais dos anos de 2019 e 2020 são referentes a “Meio ambiente – Descarga Atmosférica”, enquanto 34% são referentes à "Terceiros - Defeito Interno não Afetando Outras Unidades Consumidores".

Os principais fatos geradores são apresentados em segmentos no gráfico 4.54 e discretizado em valores absolutos na tabela 4.4.

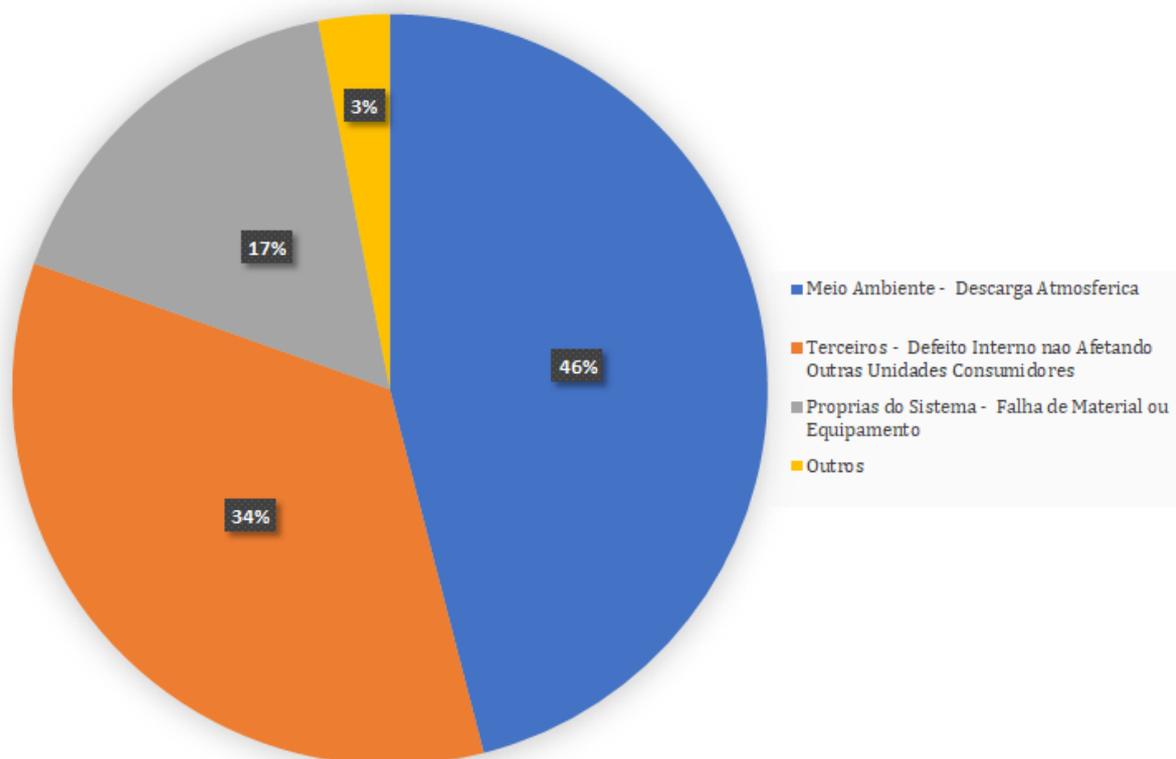


Figura 4.54: Gráfico da Chesp da Segmentação da Quantidade de Ocorrências Emergenciais dos anos de 2019 e 2020 dos Fatos Geradores com maior frequência

Fator Gerador	2019	2020	Total Geral
Meio Ambiente - Descarga Atmosférica	2428	2112	4540
Terceiros - Defeito Interno não Afetando Outras Unidades Consumidores	1638	1763	3401
Próprias do Sistema - Falha de Material ou Equipamento	858	770	1628

Tabela 4.4: Quantidade de Ocorrências Emergenciais da Chesp por Ano dos Fatos Geradores com maior frequência

Em relação às ocorrências emergenciais de “Meio ambiente”, verificou-se que a principal causa é “Descarga Atmosférica”. Observou-se uma diminuição de 13% da quantidade de ocorrências por “Descarga Atmosférica” de 2020 a 2019, conforme a figura 4.55.

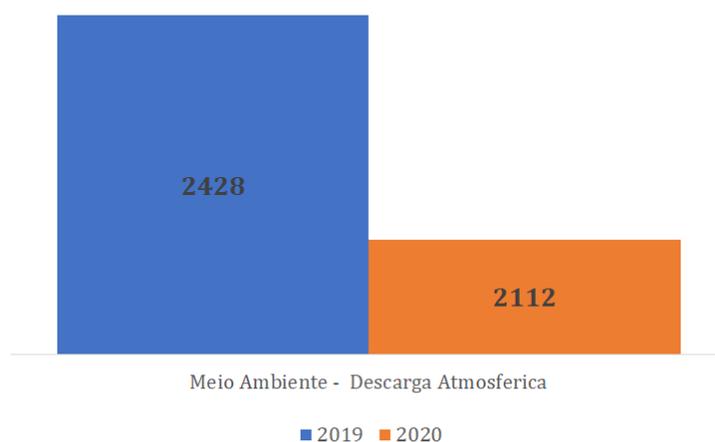


Figura 4.55: Evolução da Chesp da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “Meio ambiente – Descarga Atmosférica”

Em contrapartida, quanto às ocorrências emergenciais “Próprias do Sistema – Falha de material ou equipamento”, verificou-se uma diminuição de 10,25% da quantidade de ocorrências emergenciais de 2019 para 2020, como apresentado na figura 4.56.

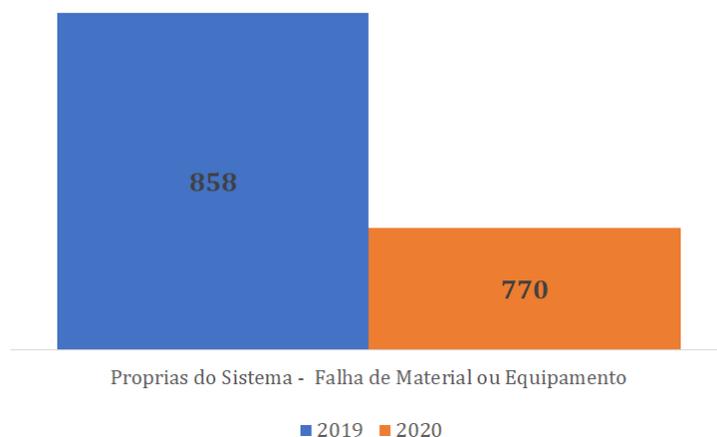


Figura 4.56: Evolução da Chesp da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “ Próprias do Sistema – Falha Material ou de equipamento”

Já no caso das ocorrências emergenciais cuja causa é "Terceiros - Defeito Interno não Afetando Outras Unidades Consumidores", destaca-se que corresponde à 34% do total de ocorrências emergenciais do período analisado. Ademais, observou-se um aumento da quantidade de ocorrências emergenciais em 7,63% de 2019 para 2020. A figura 4.57 apresenta a evolução quantitativa de ocorrências emergenciais com essa classificação nos anos de 2019 e 2020.

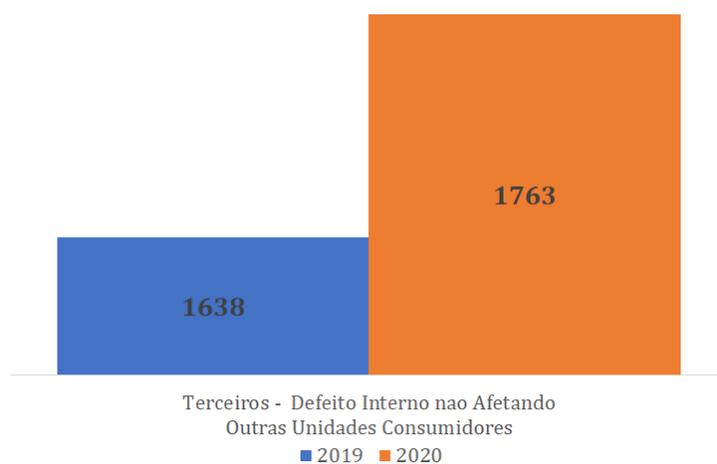


Figura 4.57: Evolução da Chesp da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por "Terceiros- Defeito Interno não Afetando Outras Unidades Consumidores

Companhia Energética de Brasília - CEB

A CEB classificou as ocorrências emergenciais como “Terceiros - Defeito interno nao afetando outras unidades consumidoras”, “Não classificada” e "Próprias do Sistema - Não Identificada" em sua totalidade no período analisado. Destaca-se que 89% das ocorrências emergenciais dos anos de 2019 e 2020 não foram classificadas ou identificadas pela distribuidora, sendo 34% referente a “Não classificada” e 55% a respeito de "Próprias do Sistema - Não Identificada". Isso deve ser verificado pela ANEEL. Os principais fatos geradores são apresentados em segmentos no gráfico 4.58 e discretizado em valores absolutos na tabela 4.5.

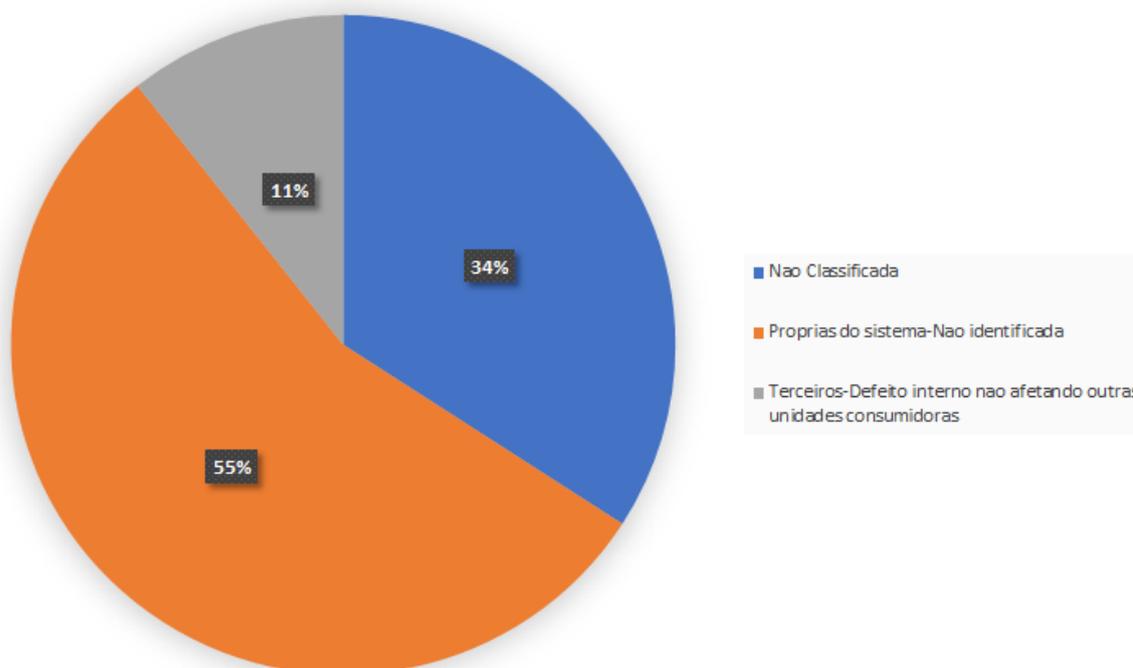


Figura 4.58: Gráfico da CEB da Segmentação da Quantidade de Ocorrências Emergenciais dos anos de 2019 e 2020 dos Fatos Geradores com maior frequência

Fator Gerador	2019	2020	Total Geral
Interna;Meio Ambiente - Descarga Atmosferica	2428	2112	4540
Terceiros - Defeito Interno não Afetando Outras Unidades Consumidores	1638	1763	3401
Próprias do Sistema - Falha de Material ou Equipamento	858	770	1628

Tabela 4.5: Quantidade de Ocorrências Emergenciais da CEB por Ano dos Fatos Geradores com maior frequência

Em relação às ocorrências emergenciais de “Terceiros - Defeito interno nao afetando outras unidades consumidoras”, constatou-se um aumento de 55% de 2019 para 2020. Em contrapartida, quanto às ocorrências emergenciais “Próprias do Sistema – Não identificada” e "Não Classificada", verificou-se uma diminuição de 32,1% e um aumento de 75,21% da quantidade de ocorrências emergênciais de 2019 para 2020 respectivamente, como apresentado na figura 4.59.



Figura 4.59: Evolução da CEB da Quantidade de Ocorrências Emergenciais por “Terceiros - Defeito interno nao afetando outras unidades consumidoras” (a), “Próprias do Sistema – Não identificada” (b) e "Não Classificada"(c)

Comparação entre Distribuidoras dos Principais Fatos Geradores

- Enel GO: “Próprias do Sistema – Falha de material ou equipamento” e “Terceiros - Defeito interno nao afetando outras unidades consumidoras”. Apenas 3% das ocorrências emergênciais são referentes ao tipo "Não Classificada".
- EMT: “Próprias do Sistema – Falha de material ou equipamento” e “Meio ambiente – Descarga Atmosférica”. Apenas 8% das ocorrências são referentes às ocorrências emergenciais "Próprias do Sistema - Não Classificada".
- EMS: “Próprias do Sistema – Falha de material ou equipamento” e “Meio ambiente – Descarga Atmosférica”. Destaca-se que 30% das ocorrências emergênciais corresponde a "Não Classificada";
- Chesp: “Próprias do Sistema – Falha de material ou equipamento” e “Meio ambiente – Descarga Atmosférica”. Apenas 1% das ocorrências emergenciais é "Não Classificada".
- CEB: “Não classicada” e "Próprias do Sistema - Não Identificada", sendo que correspondem a 89% das ocorrências emergênciais.

A partir das comparações entre todas as concessionárias do centro-oeste, constatou-se que a CEB apresenta o pior desempenho entre as distribuidoras em relação à classificação das causas que originam as ocorrências emergenciais.

No intuito de analisar as ações tomadas pelas distribuidoras para obter esses resultados, foi analisado as ações da Enel GO no plano emergencial acordado com a ANEEL de fev/19 a ago/20 cujas constatações serão apresentadas na próxima seção.

4.3 Ações da Enel Distribuição Goiás no Plano Emergencial

Inicialmente, em 28 de fevereiro de 2019, a ENEL GO realizou uma reunião na ANEEL, onde apresentou o Plano Emergencial de melhoria da qualidade do serviço da Enel GO para o período de fev/2019 a ago/2020. [28]

Ao final do plano, em agosto de 2020, verificou-se que a distribuidora obteve os seguintes resultados quanto às metas do Plano Emergencial instaurado, conforme a tabela 4.7:

Meta	Cumprimento	Detalhamento
Meta de FECi Global	Sim	Atendendo em agosto a meta do contrato de concessão para dezembro de 2020
Meta de DECI Global	Sim	Atendendo em agosto a meta do contrato de concessão para dezembro de 2020
Enquadramento dos Conjuntos nas faixas de FEC	Sim	O desempenho dos conjuntos está de acordo com a meta de agosto de 2020
Enquadramento dos Conjuntos nas faixas de DEC	Não	Entretanto, 121 conjuntos (76%) melhoraram ou mantiveram os indicadores em relação a fevereiro de 2019 ou permaneceram dentro dos limites regulatórios. Ademais, nas faixas acima de 300%, a redução do número de conjuntos foi de 18 (56%). Assim, evidencia-se o esforço da EDG de promover a meta apontada no Ofício nº 253/2019- DIR/ANEEL, de “melhora significativa dos indicadores de continuidade dos conjuntos”.
Demanda Reprimida	Sim	Redução de 133 MVA conforme planejado para o mês de agosto de 2020.
Banco de Capacitores	Sim	Foi realizada a instalação de 436,35 MVAr até agosto de 2020, superando em 7,21% o planejado

Tabela 4.6: Metas em relação ao cumprimento ou descumprimento acordado no Plano Emergencial e no Termo de Compromisso retirada do 18º relatório da ENEL GO, último relatório de acompanhamento do Plano [5]

Esta seção do trabalho tem o objetivo de detalhar as ações realizadas pela Enel GO que determinaram essa melhora na qualidade do serviço prestado, no qual as metas do DEC interno e FEC interno estavam dentro do limite estipulado para o ano de 2020 pela ANEEL e 121 conjuntos dos 156 melhoraram ou mantiveram os indicadores em relação a fevereiro de 2019.

Além disso, tem-se o intuito de constatar a hipótese do indicador DEC ser influenciado pelo investimento em OPEX e do indicador FEC, em CAPEX da concessionária.

"Os custos operacionais (OPEX), para fins de revisão tarifária, correspondem aos custos com Pessoal, Materiais, Serviço de Terceiros, Outros Custos Operacionais, Tributos e Seguros relativos à atividade de Distribuição e Comercialização de energia elétrica." [29] Enquanto, o capital investido para aquisição de ativos e bens físicos equivale ao CAPEX.

A seguir, temos os seis (6) pilares para o primeiro plano de ações prioritárias apresentado pela Enel GO à ANEEL em resposta ao ofício nº 35/2019, CAD/SFE :

1. **"Ampliação da Operação e Manutenção de Rede:** aumentar em 50% o número de equipes de campo da Região Sul; duplicar as atividades de controle de vegetação (poda e limpeza de faixa); aumentar 50% as correções de defeitos em relação ao plano de resultados em vigência;
2. **Aceleração de investimentos para melhoria da qualidade:** aumentar 50% a instalação de equipamentos de tecnologia de automação (telecontrole / monitores ramal) em relação ao plano de resultados em vigência;
3. **Priorização de investimentos para atendimento à demanda:** aceleração de obras estruturais relevantes para atendimento à demanda e sobrecarga, adicionando 400MVA até 2020 (40% Região Sul), sendo 140MVA já em 2019.
4. **Desenvolvimento de Fornecedores Locais:** desenvolvimento dos fornecedores mediante plano conjunto entre ENEL / FIEG / SENAI;
5. **Revisão e reforço na estrutura de atendimento a clientes:** aumentar em 60% a capacidade da Central de Atendimento; revisão completa do atendimento automático (URA); disponibilizar estrutura exclusiva de atendimento a segmento dos clientes rurais; atendimento itinerante na Região Sul – nos próximos 60 dias;
6. **Aproximação aos clientes:** road show com prefeitos e entidades de classe; ações de divulgação junto à imprensa/influenciadores; projetos sociais; campanhas de esclarecimentos em mídias." [6]

Dentre os pilares elencados, tem-se que os dois primeiros têm impacto direto nos indicadores de continuidade de fornecimento. No entanto, os pilares três e quatro influenciam

a demanda reprimida do sistema e a qualidade do serviço a longo prazo. Os outros dois pilares do plano de resultados tratam do aspecto do atendimento dos clientes.

Portanto, será detalhado o impacto das ações referentes aos pilares "Ampliação da Operação e Manutenção de Rede" e "Aceleração de investimentos para melhoria da qualidade".

4.3.1 Ampliação da Operação e Manutenção da Rede

Verificou-se que houve um aumento significativo na quantidade de equipes destinadas ao atendimento às ocorrências emergenciais. Assim, destaca-se tal aumento significativo entre set/2019 até jul/2020, comparado aos meses dos anos anteriores na figura 4.60, retirada da nota técnica de avaliação final do Plano de Emergencial.

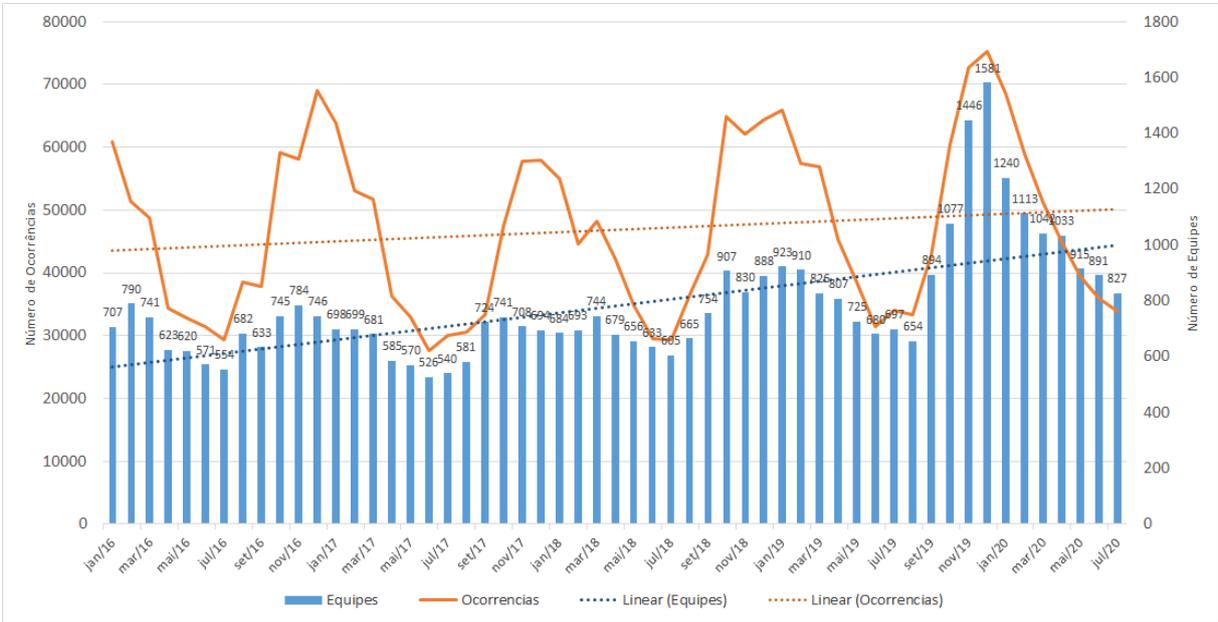


Figura 4.60: Equipes para Atendimento às Ocorrências Emergenciais - Retirada da Nota Técnica Final do Plano Emergencial - ANEEL [1]

Em relação à “Ampliação da Operação e Manutenção de Rede” na região sul, com início em 25/02/2019, observou-se que consiste na previsão das seguintes etapas:

Item	Ação	Descrição	Resultados	Início	Fim
1.1 + 1.2	Aumento equipes de Emergência Região Sul	50% a mais de novas equipes para a Região Sul	Normalização do atendimento	Mar/19	Abr/19
1.3	Poda de Árvores Rede MT/BT	113 mil podas em 2019 (90% mais que plano de resultados) e 180 mil em 2020	Redução das Intervenções	Fev/19	Dez/20
1.4	Inspeções Visuais e Termográficas	100 mil estruturas em 2019 (55% mais que plano de resultados) e 270 mil em 2020	Redução das Intervenções	Fev/19	Dez/20
1.5	Inspeções Aéreas heliportadas	29,5 mil km inspecionadas em 2019 por helicóptero e 30 mil km em 2020	Redução das Intervenções	Fev/19	Dez/20
1.6	Limpeza de Faixa em Rede rural	1,8 mil km em 2019 (100% mais que plano resultados) e 3,7 mil km em 2020	Redução das Intervenções	Fev/19	Dez/20
1.7	Correção de defeitos Rede MT	43 mil unidades em 2019 (45% mais que plano resultados) e 54,5 mil und em 2020	Redução das Intervenções	Fev/19	Dez/20

Tabela 4.7: Metas em relação ao cumprimento ou descumprimento acordado no Plano Emergencial e no Termo de Compromisso retirada do 18º relatório da ENEL GO, último relatório de acompanhamento do Plano

Assim, em relação aos itens 1.1 e 1.2, considerando que as ações de aumento das equipes tiveram origem no primeiro mês de vigência do plano emergencial, fevereiro de 2019, constatou-se que o TMAE, tempo médio de atendimento emergencial, da Unidade Operacional Sul apresentou uma diminuição de 12,9% em fevereiro/2019 para 3,5% em Abril/2019 quanto às ocorrências emergenciais que possuem duração acima de 24 horas. Isso é pontuado pela seta verde mais à direita na figura 4.61, a qual apresenta a evolução quantitativa do percentual de ocorrências por faixa horária de acordo com a Apresentação do 2º Relatório de Acompanhamento do Plano Emergencial.

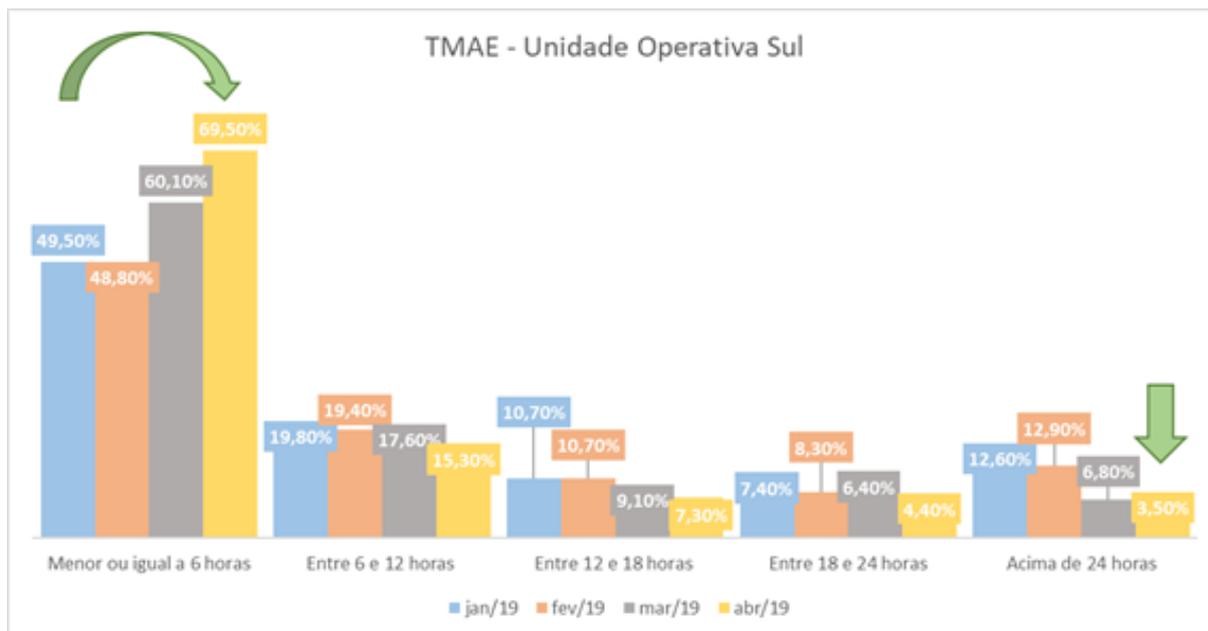


Figura 4.61: TMAE da Unidade Operativa Sul - Apresentação Enel Distribuição Goiás - 2º Reunião de Acompanhamento (Adaptado) [2]

Vale ressaltar que houve um aumento das ocorrências que constam na faixa “menor ou igual a 6h”, pontuado pela seta contígua verde à esquerda a figura 4.61, enquanto observou-se uma diminuição em todas as outras faixas entre os meses de fev/2019 a abr/2019.

Assim, por meio da análise do indicador TMAE por conjunto, constatou-se a diminuição média de 42,15% deste indicador de fev/2019 a abr/2019, no qual o aumento do número de equipes na região sul auxiliou na melhora do indicador, considerando que foram destacados 70 conjuntos entre os 156 na Região Sul da concessão, conforme a tabela 4.8. Isso equivale à melhora tanto em relação a quantidade de conjuntos que apresentaram melhora, 12 a mais que em 2018, quanto à variação média do indicador, constatado nas tabelas 4.8 e 4.9. Ressalta-se que a Região Sul foi definida com base o anexo VII do 10º Relatório de Acompanhamento.

Classificação	Quantidade de conjuntos	Variação média
Melhoram	57	-29,01%
Pioraram	13	23,72%

Tabela 4.8: Resumo do Indicador TMAE de Fevereiro/2018 a Abril/2018 dos conjuntos da região sul, segundo a Enel Distribuição Goiás

Classificação	Quantidade de conjuntos	Variação média
Melhoram	69	-42,15%
Pioraram	1	0,38%

Tabela 4.9: Resumo do Indicador TMAE de Fevereiro/2019 a Abril/2019 dos conjuntos da região sul, segundo a Enel Distribuição Goiás

Portanto, já que o DEC é a duração equivalente das interrupções por unidades consumidoras, o aumento de equipes têm impacto direto na parcela do indicador referente às interrupções originadas como ocorrências emergenciais cujo tempo de atendimento varia.

4.3.2 Aceleração dos Investimentos para Melhoria da Qualidade

Esse pilar consiste em “obras/ações para aumentar 50% da instalação de equipamentos de tecnologia de automação (telecontrole/monitores ramal)”, assim, com a instalação dos religadores, o fornecimento tem a capacidade de ser restabelecido em menor tempo. Além disso, “será executada a substituição de redes de média tensão e a construção de centros satélites para seccionar alimentadores”, no intuito de resultar em menor taxa de falha. As ações do plano de ações prioritárias e seus resultados esperados constam na tabela 4.10.

Item	Ação	Descrição	Resultados
2.1	Reforço de Rede MT para Qualidade	Execução de troca de 97 km de rede MT em 2019 (85% mais que o Plano de Resultados) e 150km em 2020	Redução das Intervenções e melhor DEC/FEC
2.2	Seccionamento Centro Satélite 2019	Construção, a partir de 2019, de centro satélite para seccionar alimentadores, aumentando a flexibilidade	Redução das Intervenções e melhor DEC/FEC
2.3	Seccionamento Centro Satélite 2020	Construção, a partir de 2020, de centro satélite para seccionar alimentadores, aumentando a flexibilidade	Redução das Intervenções e melhor DEC/FEC
2.4	Telecontrole Rede MT para 2019	Instalação de 1.500 telecontroles em 2019 (50% mais que o Plano Resultados)	Redução DEC/FEC
2.5	Telecontrole Rede MT para 2020	Instalação de 1.700 telecontroles em 2020	Redução DEC/FEC
2.6	Monitor de Ramal Rede MT 2019	Instalação de 1.000 Monitores de Ramal em 2019	Redução DEC/FEC
2.7	Monitor de Ramal Rede MT 2020	Instalação de 1.000 Monitores de Ramal em 2020	Redução DEC/FEC

Tabela 4.10: Ações do Plano de Ações Prioritárias da Enel Distribuição Goiás e Resultados Esperados [6]

Dentre as ações elencadas na tabela acima, tem-se que os itens 2.4 e 2.5 são relacionados à instalação de telecontroles e foram priorizados por causa dos resultados nos indicadores de DEC/FEC. Por outro lado, a Enel GO afirma que “está sendo reprogramado a instalação dos monitores de ramal de acordo com a entrega dos equipamentos, com previsão de conclusão até dezembro de 2021. Essa decisão se mostrou acertada dado que realmente se atingiu uma “melhora significativa dos indicadores de continuidade dos conjuntos” [30].

Observou-se que a Enel GO instalou 1586 telecontroles no ano de 2019, o que equivale a 5,7% acima da meta de 1500. Além disso, instalou 1958 telecontroles em 2020 até o mês de agosto, o que representa 15,2% a mais que a meta anual. Isto pode ser verificado no gráfico 4.62.

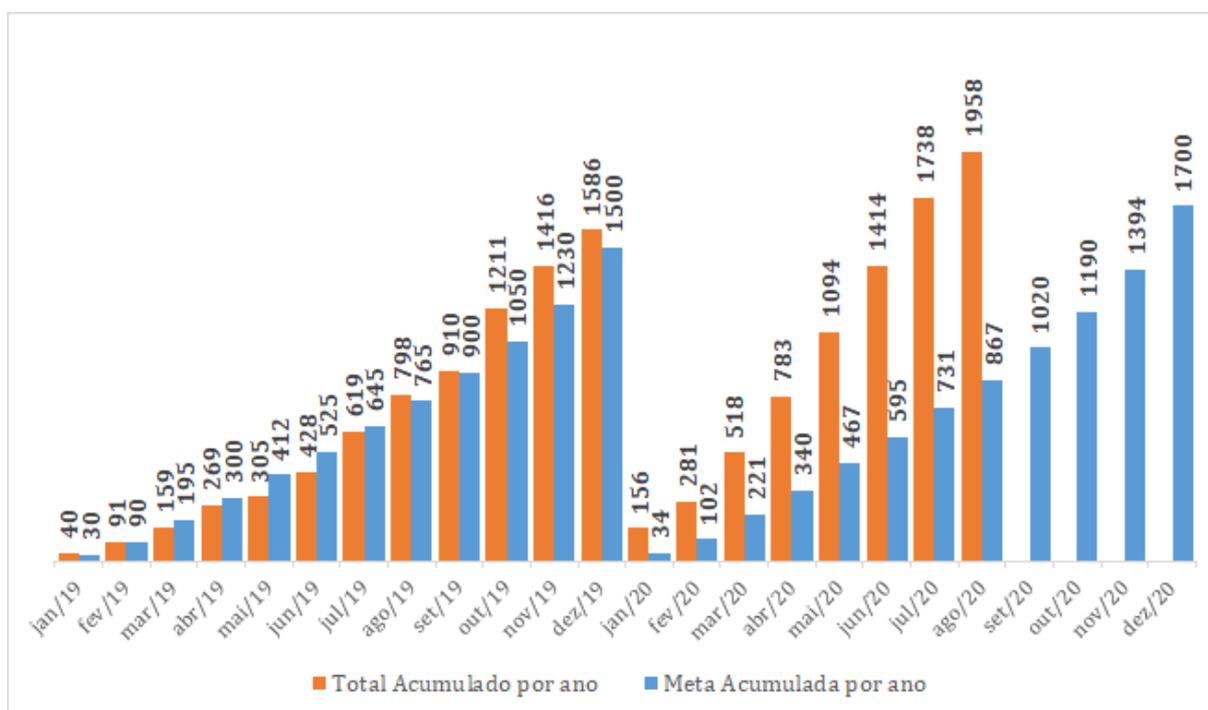


Figura 4.62: Evolução Acumulada de Instalação de Telecontroles de Janeiro/19 a Agosto/20 para Alcance das Metas do Plano para Redução dos Indicadores de Continuidade [3]

Inicialmente, observou-se que, a partir de set/2019 a ago/2020, foram instalados telecontroles – Chaves e Religadores – nos 156 conjuntos da concessão, enquanto, os religadores foram instalados somente em 146 conjuntos.

Durante a análise, verificou-se a relação entre localidade de instalação dos telecontroles e os indicadores de continuidade. Constatou-se que os conjuntos em que a maior parte dos telecontroles foi instalado encontravam-se na região centro da concessão, próxima a capital do estado Goiânia. A figura 4.63 identifica a distribuição da instalação dos

telecontroles de fev/19 até ago/20, sendo que foram instalados com vistas às metas do plano emergencial.

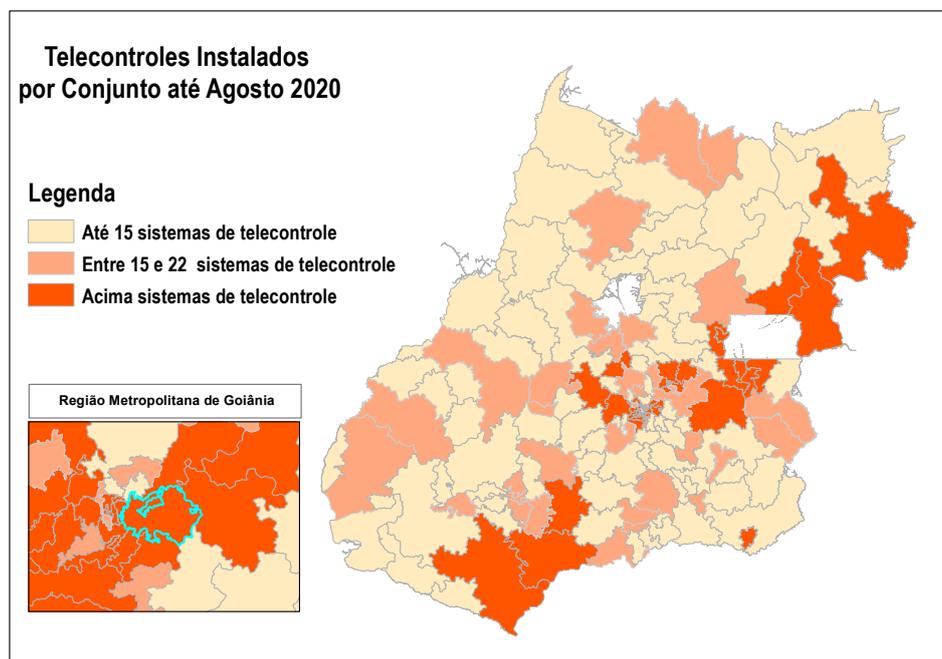


Figura 4.63: Mapa da Área de Concessão da Enel GO em relação à Distribuição de Telecontroles Instalados

Ao analisar a quantidade de telecontroles em cada conjuntos, verificou-se que o terceiro quartil da quantidade de telecontroles dos 156 conjuntos corresponde a 22 telecontroles. Assim, a figura 4.64 apresenta as quantidades de telecontroles em cada conjunto.

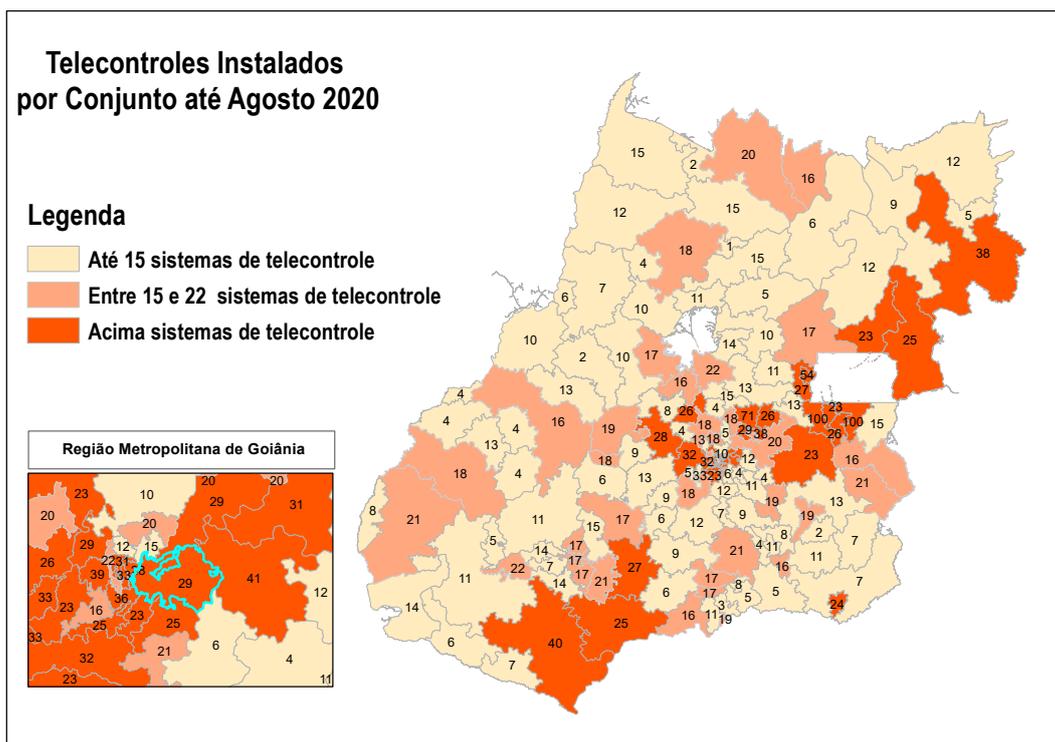


Figura 4.64: Mapa da Área de Concessão da Enel GO quanto à Quantidade de Telecontroles instalados em cada Conjunto

Quanto à instalação dos telecontroles com os indicadores de continuidade, fica evidente a melhora do indicador DEC na região dos 27 conjuntos do centro ao avaliar a evolução da quantidade de conjuntos que melhoram ou pioram na figura 4.65.

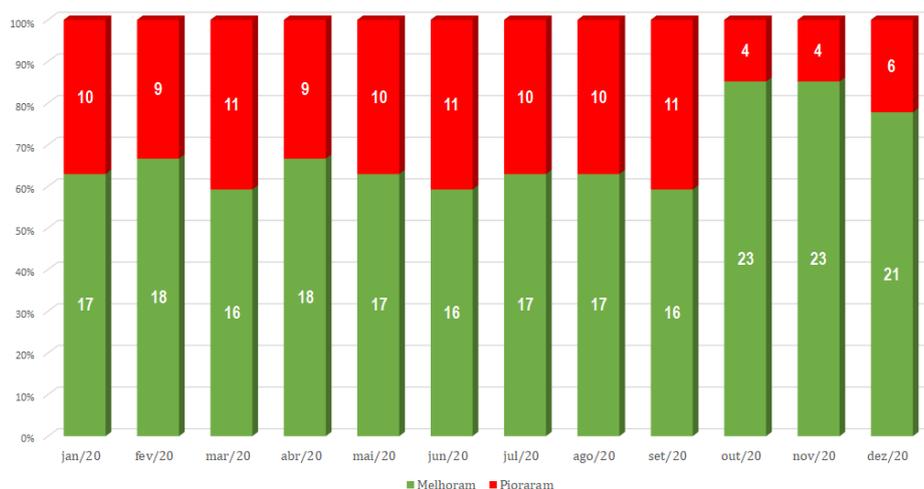


Figura 4.65: Evolução da Quantidade de Conjunto quanto à Melhora ou Piora do Indicador DEC em relação ao Limite, mês a mês

Todavia, verificou-se que a instalação dos telecontroladores não teve o mesmo impacto no FEC desses conjuntos no ano de 2020. Todavia, esses conjuntos estão dentro do limite quanto ao FEC, logo, apesar da piora, apresentam desempenho satisfatório quanto ao indicador conforme é apresentado na figura 4.66.

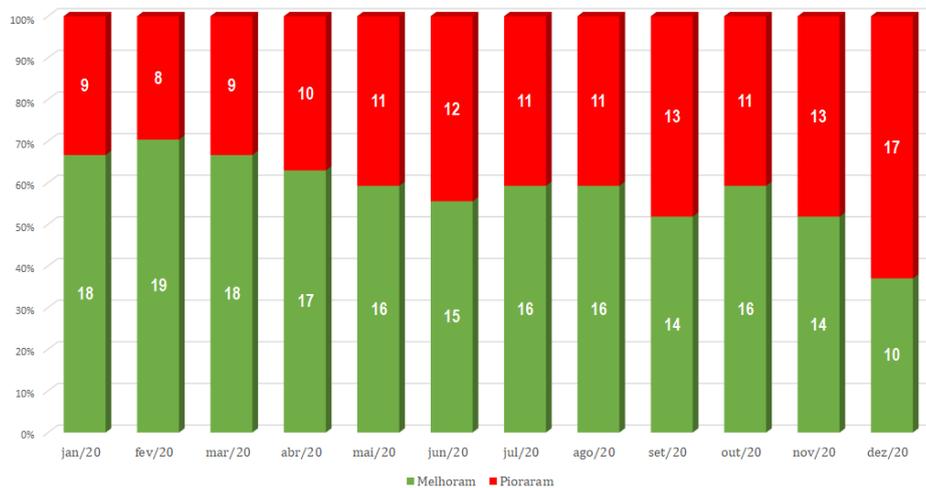


Figura 4.66: Evolução da Quantidade de Conjunto quanto à Melhora ou Piora do Indicador FEC em relação ao Limite, mês a mês

Não obstante, na base de dados do anexo VII do 10º relatório de acompanhamento, há 90 telecontroladores dos 2740 instalados que não foram identificados os respectivos conjuntos, enquanto, também há 89 religadores cujo conjunto não foi identificado dentre os 850 instalados e energizados.

Portanto, as ações implementadas pela Enel Distribuição Goiás impactaram positivamente a qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica, conforme os mapas 4.7, 4.8 e 4.9.

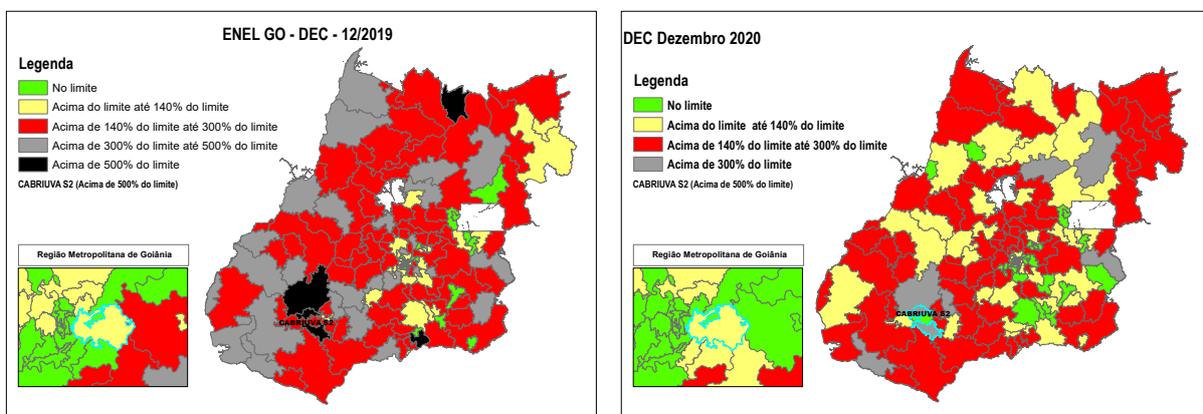


Figura 4.67: Mapas do DEC em relação ao Limite na Área de Concessão da Enel GO comparando (a) Dezembro/19 a (b) Dezembro/20.

Vale ressaltar que o acompanhamento do tema continuidade de fornecimento foi prorrogado até 2021 com vistas ao alcance das metas para os conjuntos. Essas ações justificam a melhora da qualidade do serviço durante o plano emergencial conforme os mapas .

4.3.3 Metodologia de Ações de Gestão e de Investimentos por Conjunto

Um desafio existente na solução dos problemas da concessão é o método para definição e priorização das atividades de manutenção, as quais dependem da análise mais detalhada por conjunto. Assim, a metodologia consiste na análise do DEC, FEC, TMAE, taxa de falhas e impacto médio por interrupção. [3]

No 10º relatório de acompanhamento, essa metodologia foi apresentada e utilizada com o intuito de atingir as metas do Plano Emergencial de Ago/2020 a partir dos resultados observados nos últimos 12 meses, analisando o comportamento de cada conjunto. O esquema foi adaptado com base no relatório citado acima, página 47.

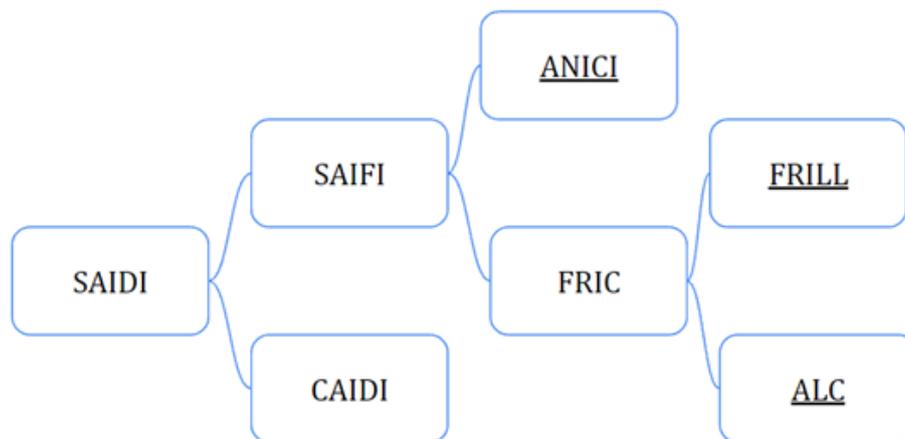


Figura 4.68: Esquema de Definição e Priorização para o Plano de Manutenção e os respectivos Conjuntos [3]

Onde:

- **SAIDI:** DEC vinculado às interrupções de média e baixa tensão no período observado;
- **SAIFI:** FEC associado às interrupções de média e baixa tensão;
- **ANICI:** Quantidade média de clientes afetados a partir da operação de um equipamento da rede de média ou baixa tensão;
- **FRIC:** Taxa média de clientes afetados por interrupção;

- **FRILL:** Taxa de falha a cada 100 km de rede;
- **ALC:** Taxa de km de rede por cliente nela conectado;
- **CAIDI:** Tempo médio para atendimento dos clientes, relacionado diretamente ao TMAE (média tensão/baixa tensão).

Primeiramente, o plano de manutenção é priorizado pelo ANICI de cada conjunto, ou seja, a quantidade média de clientes afetados a partir da operação de um equipamento da rede MT/BT. Ademais, o plano de manutenção utiliza o FRILL e o ALC como atributos de referências, isto é, avalia a taxa média de falha e a taxa de km de rede por cliente.

Dessa forma, verifica-se os alimentadores com maior impacto no conjunto comparado com o impacto nos indicadores globais da concessionária, conforme o gráfico de dispersão da figura 4.69. O tamanho das bolhas representa a quantidade de clientes atendidos pelo alimentador.

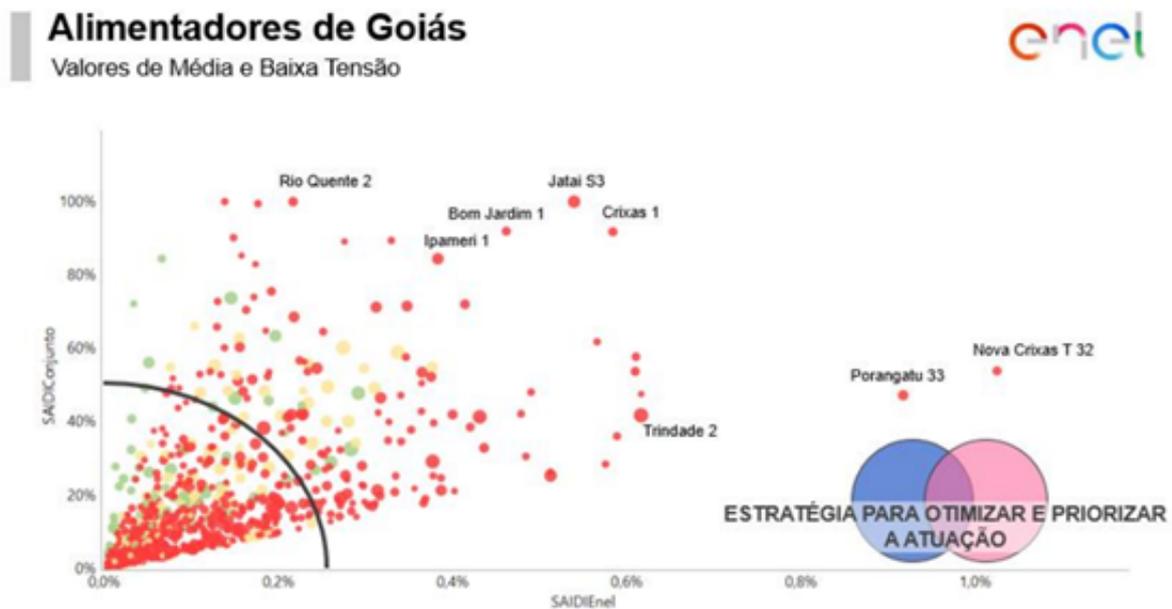


Figura 4.69: Gráfico de Dispersão para a Análise dos Alimentadores com Maior Impacto no seu Respectivo Conjunto [3]

Em relação à priorização das obras, a Enel GO utiliza como atributos de referência o ANICI e o CAIDI, ou seja, a quantidade média de clientes afetados pela operação de um equipamento de rede de média tensão ou baixa tensão e o tempo médio de atendimento dos clientes.

Nesse viés, os conjuntos e os alimentadores cujo ANICI seja mais elevado, tem-se que o foco das obras deve ser a instalação dos recursos de telecontrole. De maneira mais detalhada, para os conjuntos e alimentadores com uma quantidade média de clientes afetados pela operação elevada, observa-se a instalação de recursos de telecontrole com transferências, a recomposição automática da rede e a sinalização imediata para o centro de controle como estratégia de solução do elevado número de clientes afetados.

Por outro lado, onde o CAIDI é elevado, isto é, o tempo médio de atendimento dos clientes é alto, verifica-se que as ações são direcionadas para interligação de circuitos, transferências automáticas e pontos de manobra, além de maior disponibilidade de equipes para atendimento emergencial.

Quanto à classificação dos alimentadores, avalia-se a recorrência e o impacto de falhas nos alimentadores em cada conjunto, comparando-os por alimentador. Dessa forma, os grupos 1.1 e 2.1, com base na figura 4.70, podem ser priorizados, melhorando não apenas a percepção do cliente rural e em locais menos densos (2.1), mas também acarretando ganho real dos indicadores para o conjunto, atuando nas áreas de maior recorrência e densidade (1.1).



Figura 4.70: Matriz de Classificação dos Alimentadores para Análise da Recorrência e Impacto [3]

Além disso, a manutenção preditiva se concentra nos alimentadores com alta densidade de clientes e conseqüente maior carga concentrada no quadrante 1.2, onde há alto impacto e baixa recorrência, com atividade de termografia e manutenções de linha viva.

Em face dos aspectos expostos, a Enel GO identificou as ações de manutenção e investimento em cada conjunto, realizando o planejamento de ações previstas até agosto de 2020.

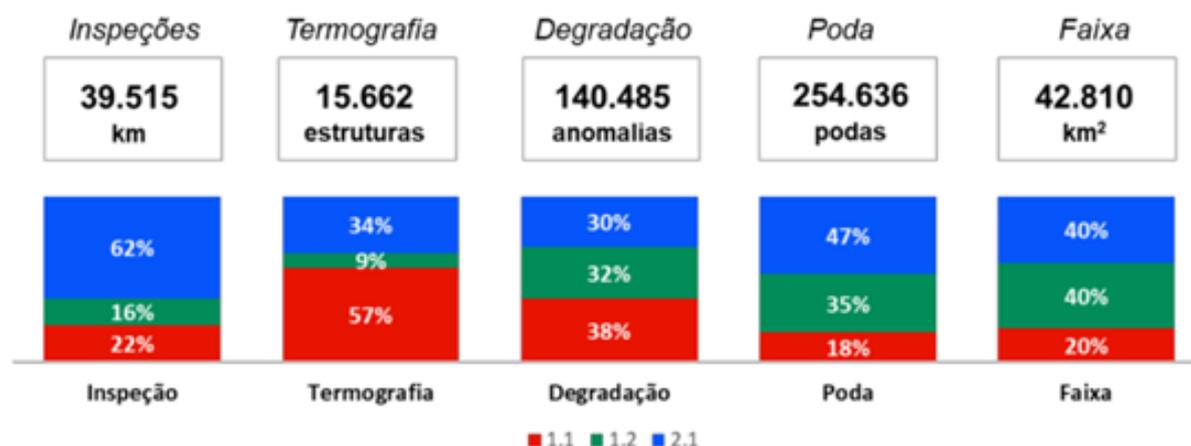


Figura 4.71: Atividades Planejadas de Janeiro/20 a Agosto/20 para Alcance das Metas do Plano para Redução de Intervenções [3]

Assim, as inspeções e a poda de árvores apresentaram foco maior nos alimentadores com maior recorrência, enquanto, a termografia e Degradação (a correção de falhas em rede MT) demonstraram mais prioridade em relação aos alimentadores tanto à recorrência, quanto ao impacto. Já a limpeza de faixa teve seu foco voltado para o impacto no indicador do conjunto.

4.3.4 Síntese das Ações

No tocante à ampliação da operação e manutenção da rede, verificou-se que o aumento de equipes teve impacto no TMAE em um período de apenas 2 meses. Assim, a diminuição no tempo de atendimento tem impacto, exclusivamente, na diminuição da duração de interrupções originadas como ocorrências emergenciais.

Em relação à hipótese do indicador DEC ser influenciado pelo investimento em OPEX e do indicador FEC, em CAPEX da concessionária, constatou-se que o OPEX influencia o DEC, por exemplo, por meio do aumento de equipes. Nesse viés, o FEC é influenciado pelas ações para redução das intervenções relacionadas ao OPEX, como poda, inspeções visuais ou aéreas, limpeza de faixa e correções de defeitos. Todavia, o CAPEX também influencia o DEC e o FEC, fato que é corroborado pela análise do plano de ações executado

e pelos resultados obtidos como o investimento em sistemas de telecontrole e a construção de centros satélites para seccionar alimentadores.

Com base no 10º relatório de Acompanhamento, apresentou-se o método para definição e priorização das atividades de manutenção, as quais dependem da análise mais detalhada por conjunto. Ademais, relacionou-se a variação do indicador DEC à implementação de telecontroles nos conjuntos.

Ao final do Plano de Resultados Emergencial, ressalta-se que a distribuidora acordou com a ANEEL o prosseguimento do acompanhamento quanto ao tema de continuidade de fornecimento no ciclo de out/20 a set/21 .

5 Conclusão

No tocante à análise das distribuidoras do centro-oeste quanto ao tema de continuidade de fornecimento em 2019 a 2020, o trabalho teve foco em três perspectivas: análise do indicador DEC, análise do indicador FEC e análise dos fatos geradores das ocorrências emergenciais.

Nesse viés, as constatações em relação ao DEC e ao FEC apontam que a EMT, a EMS e a Chesp obtiveram os melhores resultados quanto ao serviço de distribuição prestado no aspecto continuidade, enquanto a Enel GO apresentou uma melhora significativa do desempenho do final de 2020 em relação a 2019. Porém, a Neoenergia Distribuição Brasília cuja gestão era pública, antiga CEB, apresentou desempenho insatisfatório em relação aos limites dos conjuntos e piora da qualidade do serviço prestado de 2019 para 2020.

No anexo II, encontra-se os conjuntos que exigem mais atenção por parte das distribuidoras em relação aos resultados analisado no período de 2019 e 2020.

Ademais, quanto às ocorrências emergenciais, verificou-se que os principais fatos geradores do centro-oeste são referentes à “Próprias do Sistema – Falha de material ou equipamento” e “Meio ambiente – Descarga Atmosférica”. Todavia, observou-se que a antiga CEB classificou a maior parte das ocorrências emergenciais como “Não classificada” e “Próprias do Sistema - Não Identificada”.

Assim, em relação à Enel GO, verificou-se que a distribuidora apresentou um desempenho insatisfatório quando sua gestão era pública como Celg-D no período analisado de 2015 a 14 de fevereiro de 2017. Por outro lado, destaca-se a melhora do serviço na gestão da Enel Brasil, principalmente, durante o plano emergencial de fev/2019 a ago/2020 .

Dentre as ações durante o plano emergencial, vale ressaltar o aumento de equipes para o atendimento emergencial e o plano de investimento em instalação de sistemas de telecontrole para redução dos indicadores de continuidade.

Portanto, os resultados obtidos justificam o fato das distribuidoras EMT e EMS ocuparem o quinto e a oitava posição no ranking do ano de 2020 de continuidade das distribuidoras com número de unidades consumidoras maior que 400 mil da ANEEL.

5.1 Futuros Passos

No que tange à metodologia, ela pode ser aplicada a todas as concessionárias do Brasil. A análise dos indicadores de continuidade, DEC e FEC, a análise do fato gerador das ocorrências emergenciais e as ações no âmbito operativo relacionadas a variação dos indicadores incorre nas evidências se a concessão apresentou resultados positivos ou negativos na gestão.

O principal desafio é a obtenção dos dados e validação destes. Ademais, relacionar as ações com o impacto nos indicadores é uma análise complexa de múltiplos parâmetros da área operativa, que não existe padrão entre as distribuidoras, com a área regulatória.

Sugere-se, como passos futuros, o aprofundamento das ações da EMT, EMS, Chesp e Neoenergia Distribuição Brasília para identificar as melhores ações para o impacto nos indicadores do centro-oeste.

6 Anexo

Código da Ocorrência	Quantidade de Descrições de Fato Gerador
20196470514127	2
20196543882253	2
20196546505907	2
20196555824501	2
20196597687228	2
20196618077871	2
20196621610837	2
20196628605373	2
20196677701835	2
20196683902028	2
20196696421547	2
20196711096843	2
20196722712473	2
20196786626585	2
20196797151084	2
20196866880483	2
20197062104423	2
20197122578355	2
20197149565961	2
20197152936466	2
20197294362434	2
20197415168288	2
20197874041567	2
20197899755462	2
20197954505978	2
20197959723635	2
20198017888913	2
20198164250442	2
20198166050023	2

Tabela 6.1: Código das Ocorrências Emergencias com Inconsistência no Banco de Dados da ANEEL - SFE_OCORRENCIA_ABERTA

Código da Ocorrência	Quantidade de Descrições de Fato Gerador
20198222855054	2
20198271714062	2
20198309450850	2
20198346523671	2
20198360119255	2
20198363355755	2
20198426226947	2
20198441716874	2
20198458312400	2
20198466105770	2
20198507012039	2
20201002399790	2
20201005289771	2
20201006490406	2
20208531204167	2
20208679681609	2
20209843560547	2
20209843562121	2
20209843575598	2
20209843854963	2

Tabela 6.2: Código das Ocorrências Emergencias com Inconsistência no Banco de Dados da ANEEL - SFE_OCORRENCIA_ABERTA

6.1 Anexo I

Nome do Conjunto	Código ID do Conjunto
Vale do Amanhecer	12683
BRAZLÂNDIA	16023
SOBRADINHO	16018
PLANALTINA	15621
LAGO NORTE	16017
Ceilândia Norte	12671
Mangueiral	12675
PAD-JARDIM	16013
Contagem	12673

Tabela 6.3: Conjuntos Prioritários da Concessão Neoenergia Distribuição Brasília de acordo a análise dos anos de 2019 e 2020

Nome do Conjunto	Código ID do Conjunto
AMAMBAI	12786
APARECIDA DO TABOADO	12788
GLÓRIA DE DOURADOS	12852

Tabela 6.4: Conjuntos Prioritários da Concessão Energisa Mato Grosso do Sul de acordo a análise dos anos de 2019 e 2020

Nome do Conjunto	Código ID do Conjunto
RONDOLANDIA	16424
ITANORTE	14850
SOZINHO	16425
CHAPADA_ 34,5KV	16414
VILA RICA_ NOVA_ 34,5kV	14797
JUINA_ 34,5kV	14840
AGUA BOA	16408
BRASNORTE	14783

Tabela 6.5: Conjuntos Prioritários da Concessão Energisa Mato Grosso de acordo a análise dos anos de 2019 e 2020

Nome do Conjunto	Código ID do Conjunto
CABRIUVA S2	15730
CRISTALINA S2	15734
SANTA HELENA S1	14974
MONTIVIDIU T	16484
BARRO ALTO	14873
ITAJA S1	14926
SAO JOAO D ALIANCA	14978
PALESTINA	14952
CEZARINA	14892
BELA VISTA S2	15728
JATAI S1	14934
ACREUNA	14921
BRITANIA	14877
SAO DOMINGOS	14916
CHAPADAO DO CEU	14893
BOM JARDIM	14875
ITAJA S2	14927
ITABERAI S1	14924
ITUMBIARA VELHA S2	15743
CAIAPONIA	14881
ITUMBIARA NOVA	14931
CACHOEIRA DOURADA	14880
NOVA CRIXAS	15746
JARAGUA	14933
VICENTINOPOLIS	14988
PAMPLONA	14954
PARAÚNA	16485
MINACU	14943
MATRINCHA	14941

Tabela 6.6: Conjuntos Prioritários da Concessão Enel Distribuição Goiás de acordo a análise dos anos de 2019 e 2020

Nome do Conjunto	Código ID do Conjunto
CAMPO ALEGRE DE GOIAS	14887
FLORES DE GOIAS	14904
GOIANESIA S1	14905
MARA ROSA	14939
ANAPOLIS UNIVERSITARIO S1	14862
SANTA RITA DO ARAGUAIA	14976
SAO MIGUEL DO ARAGUAIA	14980
ARACU	14866
RIO DOS BOIS	14968
COCALZINHO	16481
SAO FRANCISCO DE GOIAS	14977
GUAPO S2	16478
VIANOPOLIS	14987
PARANAIBA	14955
QUIRINOPOLIS	14964
ARENOPOLIS	14868
GOIANIRA	14910
ROCHEDO	14972
PALMEIRAS	14953
INHUMAS S2	14989
ARAGARCAS	14867
DAIA S2	16493
NEROPOLIS S2	14947
NOVO PLANALTO	14949
GOIAS	14911
IPAMERI	14922
CACHOEIRA ALTA	14879
CATALAO S1	14889
JATAI S3	15745
ANHANGUERA	14864
RIO VERDE S2	14970
TRINDADE	14984
INHUMAS S1	14920
ITIQUIRA	14930

Tabela 6.7: Conjuntos Prioritários da Concessão Enel Distribuição Goiás de acordo a análise dos anos de 2019 e 2020

Referências

- [1] ANEEL: *Nota técnica final do plano emergencial*. SIC:48534.003108/2020-12, 2019. Agência Nacional de Energia Elétrica, Último acesso em 21 de Março de 2021. xii, 78
- [2] Enel, Distribuição Goiás: *2º relatório de acompanhamento do plano emergencial*. SIC: 48575.002492/2019-00, 2019. Agência Nacional de Energia Elétrica, Último acesso em 15 de Março de 2021. xii, 80
- [3] Enel, Distribuição Goiás: *10º relatório de acompanhamento do plano emergencial*. SIC: 48575.002492/2019-00, 2019. Agência Nacional de Energia Elétrica, Último acesso em 15 de Março de 2021. xii, 83, 87, 88, 89, 90
- [4] CCEE: *Mudanças do setor elétrico*. https://www.ccee.org.br/portal/setor_eletrico, 2009. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, Último acesso em 26 de Abril de 2021. xiii, 3, 4
- [5] Enel, Distribuição Goiás: *18º relatório de acompanhamento do plano emergencial*. SIC: 48575.002492/2019-00, 2019. Agência Nacional de Energia Elétrica, Último acesso em 15 de Março de 2021. xiii, 76
- [6] Enel, Distribuição Goiás: *Resposta ao ofício nº 35/2019*. SIC:48575.001240/2019-00-2 (VIA 001) (ANEXO: 002), 2019. Agência Nacional de Energia Elétrica, Último acesso em 21 de Março de 2021. xiii, 77, 82
- [7] Mattar, Carlos Alberto Calixto: *Da gênese à implantação dos procedimentos de distribuição prodist: Desafios e oportunidades*. <https://repositorio.unifei.edu.br/jspui/handle/123456789/1439>, 2010. Programa de pós-graduação Itajubá/MG. 1, 2, 3
- [8] Brasil: *Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990*. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8031.htm, 1990. 1
- [9] Brasil: *Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993*. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8631.htm, 1993. 1
- [10] Brasil: *Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995*. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm, 1995. 1
- [11] Brasil: *Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995*. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm, 1995. 2

- [12] Brasil: *Lei n° 3.782, de 22 de julho de 1960*.
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1950-1969/l3782.htm, 1960. 2
- [13] Research, Suno: *Monopólio natural*. <https://www.suno.com.br/artigos/monopolio-natural>, 2018. Último acesso em 26 de Abril de 2021. 2
- [14] Brasil: *Lei n° 9.427, de 26 de dezembro de 1996*.
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm, 1996. 2
- [15] Brasil: *Decreto n° 2.335, de 6 de outubro de 1997*.
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d2335.HTM, 1997. 2
- [16] Brasil: *Lei n° 9.478, de 6 de agosto de 1997*.
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm, 1997. 2
- [17] Brasil: *Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004*.
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm, 2004.3
- [18] ANEEL: *Nota Técnica n°0025/2021-SRD/ANEEL*. SIC:48554.000514/2021-00, 2021. Agência Nacional de Energia Elétrica, Último acesso em 21 de Abril de 2021. 5
- [19] ANEEL: *Resolução normativa n° 395, de 15 de dezembro de 2009*.
<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/ren2009395.pdf>, 2021. Agência Nacional de Energia Elétrica, Último acesso em 28 de Janeiro de 2021. 7
- [20] ANEEL: *Resolução normativa n° 414, de 9 de setembro de 2010*.
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>, 2021. Agência Nacional de Energia Elétrica, Último acesso em 28 de Janeiro de 2021. 7
- [21] ANEEL: *Resolução normativa n° 846, de 11 de junho de 2019*.
<https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-normativa-n-846-de-11-de-junho-de-2019-164060539>, 2021. Agência Nacional de Energia Elétrica, Último acesso em 28 de Janeiro de 2021. 7, 16
- [22] ANEEL: *Prodíst - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica Nacional*.
<https://www.aneel.gov.br/prodist>, 2021. Agência Nacional de Energia Elétrica, Módulo 1, Revisão 10, Último acesso em 28 de Fevereiro de 2021. 8, 32
- [23] ANEEL: *Prodíst - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica Nacional*.
<https://www.aneel.gov.br/prodist>, 2021. Agência Nacional de Energia Elétrica, Módulo 8, Revisão 12, Último acesso em 28 de Fevereiro de 2021. 9, 10, 12, 19, 20, 30, 33, 39, 50
- [24] ANEEL: *Prodíst - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica Nacional*.
<https://www.aneel.gov.br/prodist>, 2021. Agência Nacional de Energia Elétrica, Módulo 10, Revisão 1, Último acesso em 28 de Fevereiro de 2021. 14
- [25] SAS: *SAS Enterprise Guide*®.
<http://www.sssolucoes.net/Docs/sas-enterpriseguide-factsheet.pdf>. 15
- [26] ANEEL: *Resolução normativa n° 482, de 17 de abril de 2012*.
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>, 2021. Agência Nacional de Energia Elétrica, Último acesso em 28 de Janeiro de 2021. 20

- [27] ANEEL: *Avaliação da regulação relativa às interrupções em situação de emergência (ise)*. <https://www.aneel.gov.br/tomadas-de-subsidios>, 2021. Agência Nacional de Energia Elétrica, sic: 48554.002854/2019-00, Último acesso em 28 de Fevereiro de 2021. 50
- [28] ANEEL: *Ata de reunião - 28 de fevereiro de 2019*. SIC: 48510.000162/2019-00 (VIA 002), 2019. Agência Nacional de Energia Elétrica, Último acesso em 28 de Fevereiro de 2021. 76
- [29] ANEEL: *Procedimentos de regulação tarifária - proret*. http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2018806_Proret_Submod_2_2_v3.pdf, 2018. Agência Nacional de Energia Elétrica, submódulo 2.2, Revisão, 3.0,. 77
- [30] Enel, Distribuição Goiás: *5º relatório de acompanhamento do plano emergencial*. SIC: 48575.002492/2019-00, 2019. Agência Nacional de Energia Elétrica, Último acesso em 15 de Março de 2021. 83