



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**AVALIAÇÃO DE RESULTADO REGULATÓRIO DA
EFICIÊNCIA DA CONTRATAÇÃO DO USO DO SISTEMA TRANSMISSÃO**

GUILHERME RAPOSO DINIZ VIEIRA

Brasília, Dezembro de 2019

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**AVALIAÇÃO DE RESULTADO REGULATÓRIO DA
EFICIÊNCIA DA CONTRATAÇÃO DO USO DO SISTEMA TRANSMISSÃO**

GUILHERME RAPOSO DINIZ VIEIRA

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Departamento de Engenharia
Elétrica como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro Eletricista*

Banca Examinadora

Prof. Ivan Marques de Toledo Camargo, D.Sc., UnB _____
Orientador

Prof. Pablo Eduardo Cuervo Franco, D. Sc., UnB _____
Examinador interno

Thelma Maria Melo Pinheiro, M.Sc., ANEEL _____
Examinadora externa

FICHA CATALOGRÁFICA

VIEIRA, GUILHERME RAPOSO DINIZ

AVALIAÇÃO DE RESULTADO REGULATÓRIO DA EFICIÊNCIA DA CONTRATAÇÃO DO USO DO SISTEMA TRANSMISSÃO [Distrito Federal] 2019.

xvi, 136 p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro, Engenharia Elétrica, 2019).

Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

- | | |
|-------------------------------------|------------------------|
| 1. Análise de Resultado Regulatório | 2. REN nº 666, de 2015 |
| 3. Eficiência da Contratação | 4. ANEEL |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

VIEIRA, G.R.D (2019). *AVALIAÇÃO DE RESULTADO REGULATÓRIO DA EFICIÊNCIA DA CONTRATAÇÃO DO USO DO SISTEMA TRANSMISSÃO*. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 136 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: GUILHERME RAPOSO DINIZ VIEIRA

TÍTULO: AVALIAÇÃO DE RESULTADO REGULATÓRIO DA EFICIÊNCIA DA CONTRATAÇÃO DO USO DO SISTEMA TRANSMISSÃO.

GRAU: Engenheiro Eletricista ANO: 2019

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste Trabalho de Conclusão de Curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. Os autores reservam outros direitos de publicação e nenhuma parte desse Trabalho de Conclusão de Curso pode ser reproduzida sem autorização por escrito dos autores.

GUILHERME RAPOSO DINIZ VIEIRA

Depto. de Engenharia Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pelas oportunidades concedidas nesta trajetória acadêmica.

Agradeço à minha família pelo apoio incondicional em todos os momentos, de modo especial, aos meus pais Clóvis Vieira e Fernanda Raposo.

Agradeço ao meu orientador, Professor Ivan Camargo, pela oportunidade, confiança no meu trabalho e conhecimentos compartilhados durante todo o processo de elaboração deste trabalho.

Agradeço à minha supervisora de estágio da ANEEL, Thelma Pinheiro, que considero como minha co-orientadora neste trabalho e mentora no período de estágio na ANEEL, pela ajuda desde a escolha do tema do meu TCC até a conclusão deste trabalho, pelos ensinamentos sobre o setor elétrico e, principalmente, pelos ensinamentos pessoais e profissionais.

Agradeço a todos da SRT, pelo convívio, paciência e ensinamentos. Agradeço, de modo especial, aos amigos estagiários Felipe Tomé, Luiza Aviani, Thiago Magalhães e Victor Passamani pelos bons momentos compartilhados.

Agradeço aos amigos da Elétrica da UnB Ana Folster, André Seiki, Daniel Beigelman, Gustavo Leão, Lucas Bamidele, Luís Justiniano, Luiza Aviani, Marcos Diniz, Murilo Botelho, Pedro Sanches, Thiago Magalhães, Vítor Bordini e Zulmira Luiza pela colaboração e companhia durante o curso.

E a todos que contribuíram de alguma forma com a minha formação, deixo aqui meu agradecimento.

RESUMO

Este presente Trabalho de Conclusão de Curso apresenta a Avaliação de Resultado Regulatório da Eficiência da Contratação do Uso do Sistema de Transmissão.

O trabalho utiliza como base o documento Planejamento da Avaliação de Resultado Regulatório da Eficiência da Contratação do Uso do Sistema de Transmissão apresentado na Nota Técnica nº 14/2019-SRT/ANEEL, de março de 2019 [1]. O trabalho consiste em responder, por meio de análises de indicadores, às perguntas apresentadas no documento do Planejamento citado, com base nos dados fornecidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). São respondidas as perguntas classificadas nos critérios de "Situação Atual" e "Eficácia".

As perguntas relativas à Situação Atual da intervenção apresentam o histórico de implementação da intervenção, análises sobre as demandas apresentadas pelos agentes a respeito da aplicação da intervenção e o progresso feito ao longo do tempo.

As perguntas relativas à Eficácia da intervenção apresentam quais foram os efeitos da intervenção sobre os incentivos econômicos presentes no regulamento e seus efeitos sobre a eficiência da contratação por parte dos agentes.

O trabalho tem como objetivo analisar quais foram os resultados, ao longo dos anos, principalmente da REN nº 666, de 2015. Estes resultados, posteriormente, contribuirão para o processo regulatório da Consolidação - Condições gerais do acesso ao sistema de transmissão, atividade prevista para ser realizada pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão (SRT).

Palavras-chave: Eficiência da Contratação do Uso do Sistema de Transmissão, Resolução Normativa nº 666, 2015, Análise de Resultado Regulatório, Brazilian Electricity Regulatory Agency - ANEEL.

ABSTRACT

This Undergraduate Thesis presents an ex-post evaluation of the Transmission Service Contracting Efficiency.

The Thesis uses as basis the planning document *Planejamento da Avaliação de Resultado Regulatório da Eficiência da Contratação do Uso do Sistema de Transmissão*, presented in the Technical Note No 14/2019-SRT / ANEEL, March 2019 [1]. The Thesis consists of answers, that were elaborated through analysis of indicators, to the questions related to the planning document cited, based on data provided by the *Operador Nacional do Sistema Elétrico* (ONS). The questions classified as "Current Situation" and "Effectiveness" are answered.

The questions presented in the Current Intervention Situation, describe the intervention execution history, agent requirement requirements statistics for intervention application, and the progress made over time.

The specific questions about Intervention Effectiveness present what were the effects of the intervention on economic incentives present in the regulation and their effects on the effectiveness of the agent's contracting.

The Thesis aims to analyze what were the results, over the years, mainly from the Normative Regulation No. 666, 2015. These results will subsequently contribute to the regulatory process of Consolidation - General conditions for access to the transmission system, an activity expected to be carried out by the Superintendency of Transmission Services Regulation (SRT).

Keywords: Contracting Efficiency of Transmission System Use, Normative Resolution nº 666, 2015, Ex post Evaluation, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA	1
1.2	JUSTIFICATIVA.....	2
1.3	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO	3
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	3
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	4
2.1	REGULAÇÃO E APRIMORAMENTOS	4
2.1.1	AVALIAÇÃO DE IMPACTO REGULATÓRIO	6
2.1.2	MONITORAMENTO	7
2.1.3	AVALIAÇÃO DE RESULTADO REGULATÓRIO.....	9
2.2	DESCRIÇÃO DA INTERVENÇÃO	19
2.3	PLANEJAMENTO DA AVALIAÇÃO DE RESULTADO REGULATÓRIO DA EFICIÊNCIA DA CONTRATAÇÃO DO USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO	24
2.3.1	MOTIVAÇÃO PARA A AVALIAÇÃO	24
2.3.2	LÓGICA DA INTERVENÇÃO REGULATÓRIA.....	25
2.3.3	ESCOPO DA AVALIAÇÃO.....	28
2.3.4	TÓPICOS DA AVALIAÇÃO	28
2.3.5	TABELA DE AVALIAÇÃO	30
2.3.6	MÉTODOS ANALÍTICOS APLICÁVEIS	34
2.3.7	DIVULGAÇÃO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO	34
2.3.8	UTILIZAÇÃO DOS RESULTADOS DA AVALIAÇÃO	34
3	APLICAÇÃO DA INTERVENÇÃO	36
3.1	HISTÓRICO DE IMPLEMENTAÇÃO DA INTERVENÇÃO	36
3.1.1	QUAL É A ORIGEM DA INTERVENÇÃO E QUAIS FORAM SEUS OBJETIVOS?.....	36
3.1.2	QUAIS FORAM AS PRINCIPAIS ALTERAÇÕES PROPOSTAS PELA INTERVENÇÃO? ...	37
3.2	PROBLEMAS INFORMADOS PELOS AGENTES QUANTO À APLICAÇÃO DA INTER- VENÇÃO.....	45

3.2.1	APURAÇÕES DE ULTRAPASSAGEM	45
3.2.2	APURAÇÕES DE SOBRECONTRATAÇÃO	50
3.2.3	CONCLUSÃO.....	52
3.3	PROGRESSO FEITO AO LONGO DO TEMPO	53
3.3.1	QUE PROGRESSO FOI FEITO AO LONGO DO TEMPO? QUANTOS PONTOS DE CO- NEXÃO EXISTIAM NA ÉPOCA DA IMPLEMENTAÇÃO DA REN N° 399/10 E QUAN- TOS EXISTIAM AO IMPLEMENTAR A REN° 666/15?	53
3.3.2	QUAIS OS PONTOS DE COMPARAÇÃO APROPRIADOS PARA JULGAR AS MUDAN- ÇAS? QUAL O CONTRAFACTUAL APROPRIADO PARA UTILIZAR COMO COMPARA- ÇÃO? QUAL A LINHA DE BASE A SER UTILIZADA?	56
3.3.3	QUAL O COMPORTAMENTO DA EFICIÊNCIA AO LONGO DO TEMPO?	66
3.3.4	QUAL É A SITUAÇÃO ATUAL DAS DIFERENTES PARTES INTERESSADAS E COMO ELAS SÃO AFETADAS PELA INTERVENÇÃO?	69
4	APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS	85
4.1	QUAL O EFEITO DO REGULAMENTO SOBRE A PARCELA DE INEFICIÊNCIA POR ULTRAPASSAGEM? ESTA É UM INCENTIVO RELEVANTE EM BUSCA DE UMA CON- TRATAÇÃO EFICIENTE DO SISTEMA?	85
4.2	QUAL O EFEITO DO REGULAMENTO, TENDO EM FOCO OS EXPURGOS POR CON- FIABILIDADE, SOBRE A PARCELA DE INEFICIÊNCIA POR SOBRECONTRATAÇÃO? ESTA É UM INCENTIVO RELEVANTE EM BUSCA DE UMA CONTRATAÇÃO EFICIENTE DO SISTEMA?	94
4.3	QUAL O EFEITO DO REGULAMENTO SOBRE A EFICIÊNCIA DA CONTRATAÇÃO POR PARTE DOS AGENTES? OS LIMITES ESTABELECIDOS SÃO ADEQUADOS? COMO ISSO É REFLETIDO NA RELAÇÃO ENTRE A CONTRATAÇÃO E A CAPACIDADE DO SISTEMA?	104
4.4	ATÉ QUE PONTO ESSAS MUDANÇAS OU EFEITOS PODEM SER CREDITADOS À INTERVENÇÃO?	122
5	CONCLUSÕES E PROPOSTAS FUTURAS	124
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	128

APÊNDICES	129
I VALIDAÇÃO DOS DADOS.....	130
II DESCRIÇÃO DO PROCEDIMENTO ESTATÍSTICO ADOTADO PARA ELABORAÇÃO DAS LINHAS DE BASE	133

LISTA DE FIGURAS

2.1	Ciclo Regulatório [2].	5
2.2	Atividades do processo de elaboração de uma AIR [2].	6
2.3	Categorias para elaboração da lógica da intervenção [3].	13
2.4	Exemplo de ponto de comparação entre desempenho da linha de base da AIR, linha de base da avaliação, desempenho esperado da alternativa escolhida e desempenho real [3].	16
2.5	Modelo lógico da REN nº 666 [1].	26
3.1	Evolução anual dos pontos de conexão ativos.	54
3.2	Quantidade de apurações de unidades consumidoras com ultrapassagem do MUST contratado.	56
3.3	Histograma Distribuidora para o posto horário de contratação Fora Ponta.	58
3.4	Comportamento do IEC - Distribuidora com <i>outliers</i> e sem <i>outliers</i> – Fora de Ponta.	58
3.5	Linha de Tendência IEC – Distribuidora Fora de Ponta durante o período da REN nº 399.	59
3.6	Linha de Tendência IEC – Distribuidora Fora de Ponta durante o período da REN nº 666.	59
3.7	Comparação do comportamento do IEC – Distribuidora Fora de Ponta durante o período da REN nº 399 e nº 666, linha de base e linha de tendência da REN nº 666.	60
3.8	Histograma Distribuidora para o posto horário de contratação De Ponta.	61
3.9	Comportamento do IEC – Distribuidora com <i>outliers</i> e sem <i>outliers</i> – De Ponta.	61
3.10	Linha de Tendência IEC – Distribuidora De Ponta durante o período da REN nº 399.	62
3.11	Linha de Tendência IEC – Distribuidora De Ponta durante o período da REN nº 666.	62
3.12	Comparação do comportamento do IEC – Distribuidora De Ponta durante o período da REN nº 399 e nº 666, linha de base e linha de tendência da REN nº 666.	63
3.13	Histograma Gerador.	64
3.14	Comportamento do IEC - Gerador com <i>outliers</i> e sem <i>outliers</i>	64
3.15	Linha de Tendência IEC – Gerador durante o período da REN nº 399.	65
3.16	Linha de Tendência IEC – Gerador durante o período da REN nº 666.	65
3.17	Comparação do comportamento do IEC – Gerador durante o período da REN nº 399 e nº 666, linha de base e linha de tendência da REN nº 666.	66
3.18	IDMA - Distribuidoras para o posto horário Fora de Ponta.	68

3.19	IDMA - Distribuidoras para o posto horário De Ponta.	68
3.20	IDMA - Geradores.	69
3.21	Evolução anual da soma da PI_U para cada tipo de agente.	70
3.22	Evolução anual da soma da PI_U para cada tipo de gerador.	70
3.23	Ranking das dez distribuidoras com maiores valores totais de PI_U – Fora de Ponta.	71
3.24	Principais agentes com pontos de conexão com PI_U – Distribuidoras – Fora de Ponta.	72
3.25	Ranking das regiões com maiores valores relativos de PI_U - Fora de Ponta.	72
3.26	Pontos de conexão com PI_U de cada região – Fora de Ponta.	73
3.27	Ranking das dez distribuidoras com maiores valores totais de PI_U – De Ponta.	73
3.28	Principais agentes com pontos de conexão com PI_U – Distribuidoras – De Ponta.	74
3.29	Ranking das regiões com maiores valores relativos de PI_U – De Ponta.	74
3.30	Pontos de conexão com PI_U de cada região – De Ponta.	75
3.31	Ranking dos dez geradores com maiores valores totais de PI_U	75
3.32	Principais agentes com pontos de conexão com PI_U – Geradores.	76
3.33	Ranking das regiões com maiores valores relativos de PI_U – Geradores.	76
3.34	Pontos de conexão com PI_U de cada região – Geradores.	77
3.35	Dez principais agentes com pontos de conexão com PI_U	77
3.36	Evolução anual da soma da PI_S no posto horário Fora Ponta.	78
3.37	Evolução anual da soma da PI_S no posto horário Fora de Ponta.	78
3.38	Ranking das dez distribuidoras com maiores valores totais de PI_S – Fora de Ponta.	80
3.39	Principais agentes com pontos de conexão com PI_S – Distribuidoras – Fora de Ponta.	80
3.40	Regiões com maiores valores relativos de PI_S - Fora de Ponta.	81
3.41	Quantidade de pontos de conexão com PI_S de cada região – Fora de Ponta.	81
3.42	Ranking das dez distribuidoras com maiores valores totais de PI_S – De Ponta.	82
3.43	Principais agentes com pontos de conexão com PI_S – Distribuidoras – De Ponta.	82
3.44	Regiões com maiores valores relativos de PI_S - De Ponta.	83
3.45	Quantidade de pontos de conexão com PI_S de cada região – De Ponta.	83
3.46	Dez principais agentes com PI_S	84
4.1	IUD – Distribuidoras - Fora de Ponta.	86
4.2	IUD – Distribuidoras - De Ponta.	87
4.3	IUD – Geradores.	87

4.4	Quantidade de pontos com ultrapassagem estratificada por tipo de gerador.	88
4.5	Quantidade de pontos com ultrapassagem estratificada por tipo de gerador.	89
4.6	Evolução do MUST Contratado e Verificado para as Usinas Hidrelétricas.....	89
4.7	Evolução do MUST Contratado e Verificado para as Usinas Eólicas.....	90
4.8	Evolução do MUST Contratado e Verificado para as Usinas Termelétricas.....	90
4.9	Evolução do MUST Contratado e Verificado para as Usinas a Biomassa.....	91
4.10	Quantidade de pontos de conexão com PI_U de cada classificação – Distribuidoras – Fora de Ponta.	92
4.11	Quantidade de pontos de conexão com PI_U de cada classificação – Distribuidoras – De Ponta.....	92
4.12	Quantidade de pontos de conexão com PI_U de cada classificação – Geradores.....	93
4.13	ISD – Fora de Ponta.....	96
4.14	ISD – De Ponta.....	96
4.15	Quantidade de pontos de conexão com PI_S de cada classificação – Fora de Ponta.....	98
4.16	Quantidade de pontos de conexão com PI_S de cada classificação – De Ponta.....	98
4.17	IMC - Fora de Ponta.	101
4.18	IMC - De Ponta.	102
4.19	IEC – Distribuidoras – Fora de Ponta.....	104
4.20	Evolução da soma do MUST contratado e verificado – Distribuidoras – Fora de Ponta.	105
4.21	IEC – Distribuidoras – De Ponta.....	105
4.22	Evolução da soma do MUST contratado e verificado – Distribuidoras – De Ponta.	106
4.23	IEC – Geradores.	106
4.24	IEC – UHE.....	107
4.25	IEC – EOL.	107
4.26	IEC – UTE.	108
4.27	ENA Bruta (MWmed) dos subsistemas Sudeste/Centro-oeste e Sul.	109
4.28	Quantidade de pontos de conexão acima do limite de 110% – Distribuidoras – Fora de Ponta.....	112
4.29	Quantidade de pontos de conexão abaixo do limite de 90% – Distribuidoras – Fora de Ponta.....	113
4.30	PDL Mensal – Distribuidoras – Fora de Ponta.	113
4.31	PDL Anual – Distribuidoras – Fora de Ponta.	114
4.32	Quantidade de pontos de conexão acima do limite de 110% – Distribuidoras – De Ponta.	115

4.33	Quantidade de pontos de conexão abaixo do limite de 90% – Distribuidoras – De Ponta.	115
4.34	PDL Mensal – Distribuidoras – De Ponta.	116
4.35	PDL Anual – Distribuidoras – De Ponta.	116
4.36	Quantidade de pontos de conexão acima do limite de 110% – Geradores.	117
4.37	PDL Mensal – Geradores.	118
4.38	PDL Anual – Geradores.	118
4.39	Valores do máximo MUST contratado para o ano, o máximo MUST verificado para o ano e a capacidade do sistema de transmissão.	121
4.40	ICAP e ICAPV.	122
I.1	Planilhas validadas.	130
I.2	Relacionamento das colunas utilizado para o <i>join table</i> das planilhas.	131
I.3	Colunas da planilha utilizada como base de dados geral para elaboração das linhas de base..	131

LISTA DE TABELAS

2.1	Indicadores	27
2.2	Afetados pela intervenção e as consequências.....	29
2.3	Tabela de Avaliação.	30
3.1	Tipo de justificativa do Agente (ultrapassagem).	47
3.2	Tipos de agentes - ultrapassagem.....	48
3.3	Quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem por Agentes.	49
3.4	Resultado das análises dos pedidos dos agentes - ultrapassagem.	49
3.5	Tipo de justificativa do Agente - sobrecontratação.	51
3.6	Quantidade de pontos de conexão com sobrecontratação por Agentes.....	52
3.7	Resultado das análises dos pedidos dos agentes - sobrecontratação.....	52
3.8	Quantidade anual de Pontos de Conexão ativos.....	54
3.9	Quantidade de pontos de conexão por tipo de gerador.	55
3.10	Quantidade total de apurações de PI_U e de pontos de conexão com PI_U	71
3.11	Dez maiores valores de PI_S apurados.	79
3.12	Quantidade total de apurações de PI_S	79
4.1	Amostra da planilha elaborada para análise do comportamento em relação à aplicação da PI_U – Distribuidoras – Fora de Ponta.....	92
4.2	Amostra da planilha elaborada para análise do comportamento em relação à aplicação da PI_S – Distribuidoras – Fora de Ponta.	97
4.3	Valores de MUST permanente, confiabilidade e IMC – Distribuidoras.	100
4.4	Quantidade de pontos de conexão com MUST para garantia de confiabilidade.....	103
4.5	Quantidade de pontos de conexão com MUST para garantia de confiabilidade.....	103
4.6	Valores de MUST contratado, capacidade do sistema e ICAP.....	120
4.7	Valores de MUST verificado, capacidade do sistema e ICAPV.	121

LISTA DE SÍMBOLOS

APIS	Indicador de Apuração das Parcelas de Ineficiência por Sobrecontratação [%].
APIU	Indicador de Apuração das Parcelas de Ineficiência por Ultrapassagem [%].
IEC	Indicador de eficiência da contratação [%].
IDMA	Indicador de Demanda Máxima Anual [%].
IMC	Indicador de Montante de Confiabilidade [%].
IUD	Indicador de Ultrapassagens de Demanda [Quantidade de pontos].
ISD	Indicador de Sobrecontratação de Demanda [Quantidade de pontos].
PDL	Indicador do Percentual de Pontos Dentro dos Limites [%].
PI_S	Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem [R\$].
PI_U	Parcela de Ineficiência por Sobrecontratação [R\$].

GLOSSÁRIO

AIR	Avaliação de Impacto Regulatório.
AMSE	Apuração Mensal de Serviços e Encargos.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
ARR	Avaliação de Resultado Regulatório.
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
CCT	Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão.
CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão.
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão.
DIT	Demais Instalações de Transmissão.
ENA	Energia Natural Afluente.
EUSD	Encargo de Uso do Sistema de Distribuição [R\$].
EUST	Encargo de Uso do Sistema de Transmissão [R\$].
GD	Geração Distribuída.
MME	Ministério de Minas e Energia.
MUSD	Montante de Uso do Sistema de Distribuição [MW].
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão [MW].
NT	Nota Técnica.
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico.
PAR	Plano de Ampliações e Reforços.
PMO	Programa Mensal de Operação.
REN	Resolução Normativa.
SAMUST	Sistema de Apuração dos Montantes de Uso do Sistema da Transmissão.
SAS	<i>software SAS Enterprise Guide 7.1.</i>
SRT	Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão.
SIN	Sistema Interligado Nacional.
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição [R\$/kW.mês]
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão[R\$/kW.mês].

UnB Universidade de Brasília.

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

Desde o início da década de 90, reconhecendo os custos e consequências de regulamentos inadequados, a maior parte dos países desenvolvidos tem dirigido esforços à implementação de mecanismos e ferramentas para promover a melhoria da qualidade e do desempenho regulatório.

Desta forma, o tema do aprimoramento de regulações vem sendo estudado, debatido e implementado pelos diferentes agentes reguladores no mundo. A Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), referência mundial no tema, vem publicando uma série de recomendações, livros e artigos abordando diferentes formas que os reguladores podem aprimorar cada vez mais a eficiência e eficácia de seus regulamentos. Em tempos de finanças públicas limitadas, é ainda mais importante garantir que os recursos públicos sejam gastos em atividades que ofereçam os maiores valores econômicos e sociais possíveis. Isso exige que a política seja baseada em evidências confiáveis e robustas, sendo que a alta qualidade de avaliação é vital para isso [4].

Neste contexto de aprimoramento do processo regulatório, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou a Resolução Normativa (REN) nº 798, de 12 de dezembro de 2017, que revisou a Norma de Organização ANEEL nº 40, de 12 de março de 2013, a qual dispôs sobre a realização de Análise de Impacto Regulatório (AIR) e instituiu a Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) no âmbito da ANEEL.

A REN nº 798, de 2017, estabeleceu, no artigo 2º de seu anexo, o entendimento de que a ARR [5]: *"é um instrumento de avaliação do desempenho do ato normativo adotado ou alterado, considerando o atingimento dos objetivos e resultados pretendidos, bem como demais impactos observados sobre o mercado e a sociedade, em decorrência de sua implementação."*

Entre as principais responsabilidades da ANEEL tem-se as seguintes atividades de: regulação; fiscalização; ajuste tarifário; outorgas de concessão; mediação entre agentes; e ouvidoria relacionadas ao setor elétrico. Nesse contexto, está inserida a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão (SRT), unidade organizacional responsável pelo processo de regulamentação, normatização e padronização dos serviços de transmissão.

Embora colabore consideravelmente com o aumento da qualidade dos regulamentos, a obrigatoriedade

de realização de ARR aumentou a complexidade do processo regulatório, o que despertou a necessidade de sistematização das atividades que apoiam a elaboração dessa avaliação.

Como forma de aperfeiçoamento e adequação a esses novos procedimentos regulatórios, em março de 2019, a SRT publicou a Nota Técnica (NT) nº 14/2019-SRT/ANEEL [1]. Esta NT apresentou a sistemática para o monitoramento da eficiência regulatória do segmento de transmissão de energia elétrica. O trabalho foi desenvolvido em linha com a Iniciativa Estratégica “3.1.1 – Institucionalizar processo de monitoramento da regulação”, pertencente ao Objetivo Estratégico “3. Aperfeiçoar, simplificar e consolidar a regulação” integrantes do Planejamento Estratégico ciclo 2018 – 2021 da ANEEL.

Nessa NT, são apresentados os produtos associados à implementação do Projeto de Monitoramento na SRT. Entre os documentos elaborados, destacam-se os documentos "Sistematização do Monitoramento da Eficiência da Contratação do Uso do Sistema de Transmissão" e "Planejamento da Avaliação da Eficiência da Contratação do Uso do Sistema de Transmissão". O documento do Planejamento, que será melhor apresentado ao longo deste trabalho, foi utilizado como base para a elaboração do presente trabalho de conclusão de curso.

As regras e procedimentos relacionados à eficiência da contratação do uso do sistema de transmissão foram consolidados e unificados através da REN nº 666, de 23 de junho de 2015, portanto, seus dispositivos normativos serão o foco da avaliação deste trabalho.

1.2 JUSTIFICATIVA

Conforme foi contextualizado, a ANEEL vem buscando seguir e adotar as melhores práticas regulatórias sugeridas pelos órgãos especializados nessa temática. Deste modo, a área da SRT está desenvolvendo o projeto de Consolidação das condições gerais do acesso ao sistema de transmissão, previsto na agenda regulatória da área. Este projeto é composto pela revisão de determinados regulamentos que tratam deste tema, sendo que a eficiência da contratação do uso do sistema de transmissão, centrada e consolidada pela REN nº 666, de 23 de junho de 2015, está entre os regulamentos planejados para serem avaliados, portanto, justifica-se a realização desta Avaliação de Resultado Regulatório neste momento.

1.3 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

O trabalho tem como objetivo analisar a implementação e os resultados da Eficiência da Contratação do Uso do Sistema de Transmissão. O principal regulamento em análise é a REN nº 666, de 2015, que regulamenta a contratação do uso do sistema de transmissão em caráter permanente, flexível, temporário e de reserva de capacidade, as formas de estabelecimento dos encargos correspondentes e dá outras providências [6].

Além disso, o presente trabalho, com os resultados encontrados, pretende contribuir para o processo regulatório da Consolidação - Condições gerais do acesso ao sistema de transmissão realizado pela SRT, subsidiando as análises para possíveis alterações na regulamentação vigente.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Os demais capítulos do trabalho estão dispostos da seguinte forma:

- Capítulo 2: são apresentadas a fundamentação teórica acerca das boas práticas e mecanismos de Avaliação de Regulações, descreve-se a intervenção e apresenta-se o documento do Planejamento da ARR da Eficiência da Contratação;
- Capítulo 3: são apresentados o histórico de implementação da intervenção, os problemas informados pelos agentes quanto à aplicação do regulamento, além do progresso feito ao longo do tempo (respondendo as perguntas classificadas como Situação Atual);
- Capítulo 4: são apresentadas as respostas às perguntas classificadas como Eficácia, analisando os resultados da intervenção;
- Capítulo 5: são apresentadas as conclusões obtidas com o trabalho e propostas futuras.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 REGULAÇÃO E APRIMORAMENTOS

De acordo com a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), Regulação refere-se ao conjunto de atos normativos por meio dos quais os governos estabelecem exigências aos agentes econômicos e aos cidadãos [7].

O principal instrumento utilizado pelo Estado contemporâneo para intervir no comportamento dos agentes é a regulação. Seja para fomentar o aumento da eficiência, segurança, crescimento econômico ou ganhos sociais. Todavia, se aplicada arbitrariamente e sem embasamento, pode gerar efeitos prejudiciais aos mercados e à sociedade. Ademais, a regulação gera custos, seja para implementação ou fiscalização, deste modo, ela só deve ser criada quando sua existência for justificada.

Atualmente, o tema de boa regulação vem sendo abordado e estudado pela OCDE. No documento *Recommendation on Improving the Quality of Government Regulation*, a Organização propõe um roteiro segundo o qual a boa regulação deve [2]:

- Buscar resolver problemas e alcançar metas claramente definidas e ser eficaz na consecução desses objetivos;
- Ser fundamentada em evidências e proporcional ao problema identificado;
- Estar fundamentada em uma base legal sólida;
- Produzir benefícios que justifiquem os custos associados;
- Considerar a distribuição dos seus efeitos entre os diferentes atores e grupos;
- Minimizar os custos administrativos e eventuais distorções de mercado resultantes de sua implementação;
- Ser clara e compreensível aos regulados e usuários;
- Ser consistente com outros regulamentos e políticas;

- Ser elaborada de modo transparente, com procedimentos adequados para a manifestação efetiva e tempestiva de atores e grupos interessados; e
- Considerar os incentivos e mecanismos para alcançar os efeitos desejados, incluindo estratégias de implementação que potencializem seus resultados.

Segundo recomendação da OCDE, os governos devem implementar o conceito de gerenciamento do ciclo de vida dos regulamentos, no qual os princípios da boa regulação são aplicados nas decisões iniciais dos novos regulamentos e também nas revisões contínuas ao longo da vida do regulamento. No ritmo atual de mudanças tecnológicas, oportunidades econômicas e condições sociais, regulamentos desatualizados ou desnecessários podem causar efeitos negativos e penalidades aos países. Em vista disso, uma revisão sistemática da regulação, de acordo com critérios padronizados de eficácia e necessidade pode gerar grandes recompensas em termos de redução de custos e aumento da eficácia [7].

O ciclo regulatório consiste em uma série de atividades periódicas, começando pela etapa de elaboração do regulamento e terminando com a recorrência desta. É um processo contínuo, que se retroalimenta. A Figura 2.1 apresenta um esquemático com as principais atividades envolvidas no ciclo regulatório.



Figura 2.1: Ciclo Regulatório [2].

Dentre essas atividades, destacam-se dois tipos de avaliações, a Avaliação de Impacto Regulatório (AIR) (avaliação *ex-ante*, isto é, avaliação realizada durante a elaboração da intervenção regulatória e integrada à implementação da intervenção) e a Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) (avaliação *ex-post*, isto é, avaliação realizada após determinado período para avaliar quais foram os resultados gerados pela intervenção, o impacto e objetivos alcançados). Também destaca-se o processo de Monitoramento,

que deve ser elaborado durante a etapa de AIR para fornecer dados e informações para a etapa de ARR. A seguir, essas atividades são apresentadas mais profundamente no contexto das agências reguladoras.

2.1.1 Avaliação de Impacto Regulatório

A Avaliação de Impacto Regulatório (AIR) é um dos principais instrumentos voltados à melhoria da qualidade regulatória. É um processo sistemático de análise baseado em evidências que busca avaliar, a partir da definição de um problema regulatório, os possíveis impactos das alternativas de ação disponíveis para o alcance dos objetivos pretendidos. Tem como finalidade orientar e subsidiar a tomada de decisão e, em última análise, contribuir para que as ações regulatórias sejam efetivas, eficazes e eficientes. Ademais, a AIR deve apresentar brevemente uma estratégia de implementação da ação recomendada e informar como seus efeitos podem ser monitorados [2]. Assim, a AIR contribui não só para a elaboração da regulação, mas também para o restante do ciclo regulatório.

A figura 2.2 apresenta um resumo das atividades envolvidas na elaboração de uma AIR, conforme indicação apresentada no Guia Orientativo para Elaboração de Análise de Impacto Regulatório [2].

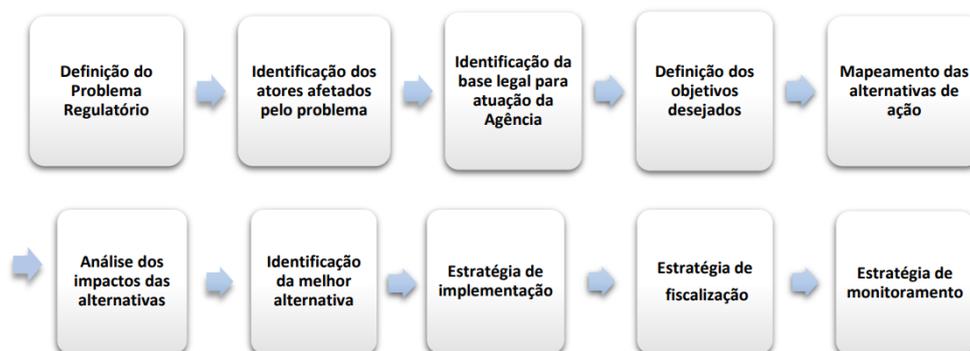


Figura 2.2: Atividades do processo de elaboração de uma AIR [2].

São considerados pontos de destaque e que necessitam de atenção durante a elaboração da AIR [1]:

- Transparência e participação social;
- Identificação do problema;
- Escolha da alternativa para intervenção;
- Linha de Base;

- Modelo Lógico;
- Estratégia de monitoramento e avaliação;
- Determinação de indicadores e dados.

A OCDE destaca que a contribuição mais importante da AIR para a qualidade das decisões regulatórias não é a precisão dos cálculos, mas a própria ação de analisar, questionando e entendendo os potenciais impactos da regulação e explorando as alternativas possíveis [2].

No Relatório da AIR, são apresentadas as análises e o resultado esperado, sendo que o Relatório deve ser disponibilizado aos tomadores de decisão e ao público em geral. O Relatório permite aos tomadores de decisão [2]: ter melhor conhecimento sobre a real necessidade de ação da Agência; distinguir as alternativas de ação possíveis, as vantagens e desvantagens de cada uma; e tomar uma decisão com melhor embasamento e segurança sobre seus possíveis efeitos. Para o público em geral, o Relatório deve ser capaz de comunicar de modo claro: o problema identificado e a necessidade de intervenção da Agência; os benefícios esperados com a ação recomendada, juntamente com os motivos da escolha dessa ação frente às demais opções disponíveis; e as restrições ou obrigações geradas pela intervenção recomendada e como ela será implementada.

2.1.2 Monitoramento

Conforme apresentado na seção 2.1.1, caso a alternativa escolhida para resolver o problema regulatório apresentada no Relatório de AIR seja agir por meio de intervenção regulatória, deve-se estabelecer como será realizado o monitoramento desta intervenção.

O Monitoramento é o processo contínuo de coleta e análise de informações para avaliar o desempenho de determinado projeto, programa ou política [8]. Consiste na verificação de pontos de controle pré-definidos de uma intervenção regulatória, gerando evidências sobre as atividades e impactos de uma intervenção ao longo do tempo de maneira contínua e sistemática, desde sua implementação. É importante frisar que a atividade de monitoramento não significa fiscalizar a conformidade regulatória e que uma intervenção regulatória não necessariamente é concretizada em apenas um regulamento ou norma [1].

O Monitoramento, em geral, possui os seguintes princípios [1]:

- Abrangência: o sistema de monitoramento implantado deve cobrir todos os objetivos da intervenção;

- Proporcionalidade: o sistema implantado precisa refletir a importância dada aos diferentes aspectos da intervenção. A coleta de evidências tem um custo e deve ponderar a necessidade de cada novo requisito de monitoramento;
- Redução de sobreposições: evitar a duplicação e a criação de custos desnecessários de coleta de dados, sabendo quais dados já estão disponíveis;
- Oportunidade: embora o sistema de monitoramento deva ser estabelecido o mais rápido possível, logo após a intervenção ser concebida, nem todas as evidências precisam ser coletadas ao mesmo tempo. Às vezes, é melhor coletar evidências conforme ocorrem, outras vezes, isso pode ser feito mais tarde. Também é preciso considerar quando as evidências serão utilizadas;
- Acessibilidade: disponibilizar todas as evidências coletadas ao público em geral, a menos que os dados incluam elementos confidenciais ou sejam protegidos por regras de proteção de dados. Tal princípio tem um potencial significativo não apenas para aumentar a transparência, mas também, para criar produtos e serviços que promovam melhorias na eficiência da Administração Pública. Facilitar o acesso a dados públicos também fomentará a participação dos cidadãos nos processos de formulação de políticas.

Conforme já apresentado, no momento da elaboração do Relatório de AIR e da escolha de intervenção, os objetivos da intervenção serão definidos e, portanto, os pontos de controle relacionados que permitem a verificação dos impactos, ao longo do tempo, do regulamento também podem ser definidos. Esses pontos de controle serão monitorados, em período pré-definido, por meio de indicadores, o que permite que possíveis efeitos indesejados sejam identificados e corrigidos de forma mais rápida.

Em relação aos indicadores, partindo dos tipos de resultados previstos no modelo lógico, os indicadores podem ser de três tipos [1]:

- Indicadores de resultados intermediários: demonstram os efeitos diretos da intervenção, e mudanças de comportamento por ela causados;
- Indicadores de resultados finais: demonstram os efeitos a médio prazo da intervenção;
- Indicadores de impacto: relacionam-se com o resultado pretendido da intervenção em termos de impactos sociais e econômicos além daqueles diretamente afetados pela intervenção.

Partindo da definição dos indicadores para monitoramento do regulamento, é necessário realizar o levantamento dos dados que serão necessários para a apuração desses indicadores e qual a periodicidade necessária. Também se faz necessária a coleta de dados adicionais, para apoiar as atividades de avaliação. Na medida do possível, deve-se buscar minimizar os custos de coleta de dados.

Os dados de monitoramento podem formar a base de uma avaliação de impacto se os dados forem de qualidade suficiente e podem, por exemplo, permitir a estimativa de um contrafactual. Eles também fornecem informações para monitorar o progresso e o desempenho de uma intervenção desde o início e podem contribuir para uma avaliação do processo.

Enquanto o monitoramento analisa “quais” mudanças ocorreram desde a entrada em vigor de uma intervenção, a avaliação examina “se” a intervenção foi eficaz para alcançar seus objetivos e se os objetivos foram cumpridos eficientemente, bem como as razões para o sucesso ou não de uma intervenção [1].

2.1.3 Avaliação de Resultado Regulatório

De acordo com a OCDE, a Avaliação da Resultado Regulatório (ARR) é o processo sistemático de avaliação de uma ação para averiguar se seus objetivos foram alcançados [9]. A avaliação é um processo objetivo de entendimento de como uma política ou intervenção foi implementada, quais efeitos ela teve, para quem, como e por quê [4].

Não deve ser confundida com os processos de fiscalização ou monitoramento, que buscam averiguar o cumprimento de obrigações e o atingimento de metas pré-definidas, respectivamente. O objetivo da ARR é verificar o que de fato ocorreu após a implementação da ação escolhida pelo órgão regulador [2].

Conforme ressaltado pela OCDE [4], mesmo que todas as regulações sejam sujeitas a rigorosos processos de avaliação de impacto regulatório (*ex-ante*), há sempre a possibilidade da ocorrência de fatores imprevisíveis ou de alterações de contexto, de mudanças tecnológicas ou de adaptações incontornáveis no comportamento dos agentes após a implementação de uma ação. Além disso, os efeitos de uma regulação podem ser alterados por outras normas, regulações ou leis criadas ou alteradas posteriormente à sua entrada em vigor. Assim, no médio e longo prazo, uma regulação que inicialmente era efetiva e eficaz pode ficar ultrapassada ou inadequada.

A ausência de qualquer tipo de avaliação *ex-post* pode resultar [2]:

- Na permanência de regulações ineficazes, que geram custos aos regulados e ao governo desnecessa-

riamente;

- No desconhecimento de impactos indesejados eventualmente gerados pela ação implementada;
- No desconhecimento sobre a necessidade ou oportunidades de melhorias na regulação em vigor; e
- Na carência de fundamentos técnicos para demonstrar os benefícios promovidos pela ação implementada e comprovar a adequação da decisão tomada pela Agência.

No documento referente à Recomendação sobre Política Regulatória e Governança [10], a OCDE recomenda: “Realizar revisões sistemáticas do estoque regulatório frente a objetivos claramente definidos, incluindo a análise de seus custos e benefícios, para garantir que as normas permaneçam atualizadas, eficientes, consistentes e contribuindo para os objetivos pretendidos”.

Conforme apresentado pelo Banco Mundial em [8], as Avaliações de Resultado Regulatório, conjugadas ao Monitoramento e outras formas de avaliação, melhoram a compreensão sobre a efetividade de políticas específicas; contribuem para aperfeiçoar a prestação de contas junto aos gestores de programas, aos governos, aos financiadores e ao público; orientam as decisões sobre como alocar os recursos escassos destinados ao fomento do desenvolvimento socioeconômico de forma mais eficiente; e ampliam o estoque global de conhecimento sobre o que funciona e o que não funciona na área do desenvolvimento.

De acordo com a OCDE [4], o tipo e complexidade da ARR dependerão do tipo de ação a ser avaliada. Quanto mais cedo uma avaliação for considerada no ciclo de desenvolvimento de políticas, maior a probabilidade de que o tipo de avaliação mais apropriado possa ser identificado e adotado. Segundo a Organização, há três principais perspectivas que podem ser adotadas numa ARR [4]:

- **Avaliação de processo:** busca avaliar como a ação foi implementada, com foco nos meios e processos empregados e como eles contribuíram para o sucesso ou fracasso na obtenção dos objetivos esperados;
- **Avaliação de impacto:** busca avaliar se a ação implementada de fato agiu sobre o problema identificado, quais impactos positivos ou negativos ela gerou, como eles se distribuíram entre os diferentes grupos e se houve impactos inesperados;
- **Avaliação econômica:** busca avaliar se os benefícios gerados pela ação implementada superaram seus custos.

Ainda de acordo com a OCDE, uma avaliação de qualidade deve seguir os seguintes princípios [3]:

- **Abrangência:** a avaliação deve visar ao menos cinco critérios: eficácia, eficiência, relevância, coerência e valor agregado;
- **Proporcionalidade:** o escopo e a análise realizada devem ser adaptados à intervenção específica, sua maturidade e os dados disponíveis. Para alguns critérios, novos dados precisarão ser coletados, analisados e comparados com outros achados. Para outros, um breve resumo pode ser apresentado com base em relatórios e informações existentes ou fornecendo uma explicação padrão;
- **Independência e Objetividade:** uma avaliação pode ser considerada como independente quando os avaliadores: realizam suas tarefas sem influência ou pressão da organização; tenham acesso total a todas as informações relevantes necessárias; e tenham total autonomia na condução e relato de suas descobertas;
- **Transparência:** os avaliadores devem fazer julgamentos com base nas evidências (boas ou ruins) e na análise disponível. Esses julgamentos devem ser os mais específicos possíveis e os critérios de julgamento para cada questão de avaliação (fatores de sucesso, indicadores relacionados, evidências e informações exigidas) devem ser claramente identificados durante o planejamento da avaliação;
- **Baseado em evidências:** as avaliações baseiam-se nas melhores evidências disponíveis (factuais, baseadas em opiniões, etc.) que devem ser extraídas de uma gama diversificada e apropriada de métodos e fontes (triangulação).

A decisão de quando e como realizar a avaliação exige atenção especial. Não há uma regra geral aplicável a todos os regulamentos. Todas as intervenções regulatórias seguem seu próprio ciclo e cronograma para os resultados desejados se manifestarem. Frequentemente, é necessário estabelecer compromissos entre quando e como conduzir a avaliação (para alimentar o processo de tomada de decisão) e a quantidade de dados confiáveis disponíveis.

O ponto de partida para uma avaliação é considerar como a intervenção deveria funcionar. Isso requer a identificação dos diferentes passos e atores envolvidos na intervenção, o que, por sua vez, permite a identificação das relações de causa e efeito esperadas [3].

Existem várias etapas na realização de uma ARR, envolvendo a identificação de quais perguntas fazer, que tipo de avaliação é mais apropriada para respondê-las e quando e como a avaliação deve ser realizada

[4]. Na etapa de planejamento, define-se o conteúdo da ARR e como ela será conduzida, apresentando o encadeamento das atividades, as principais etapas presentes no planejamento são apresentadas a seguir.

2.1.3.1 Planejamento

A avaliação requer uma análise crítica baseada em evidências, usando dados robustos e confiáveis, extraídos de uma variedade de fontes e analisados de maneira apropriada. As avaliações precisam apresentar uma cadeia lógica clara entre os dados, análises e conclusões e destacar quaisquer pontos fortes ou fracos [1].

São pontos chaves no planejamento da avaliação: esclarecimento do propósito, definição do escopo e da lógica da avaliação, elaboração das questões para avaliação, definição das linhas de base apropriadas, coleta de dados, aplicação de métodos analíticos e divulgação. Estes pontos são apresentados com maior profundidade a seguir.

2.1.3.1.1 Esclarecimento do propósito

É importante esclarecer, desde o início e indicar no roteiro, o propósito da avaliação, ou seja, explicar por que a avaliação está sendo realizada, o tipo de descobertas que se espera obter e como essas descobertas podem ser utilizadas.

2.1.3.1.2 Definição do Escopo

É importante saber desde o início qual será o escopo da avaliação e o que não será. Quaisquer limitações ao escopo devem ser claramente justificadas e podem precisar ser formalmente isentas. Os principais fatores que afetam o escopo são [1]:

- Avaliar a intervenção individualmente ou um grupo de intervenções;
- O período de tempo a ser analisado;
- Se os efeitos específicos previstos se materializaram no momento da avaliação.

Outro ponto de atenção a ser considerado no escopo é o contexto político [1]. Aspectos políticos relacionados ao contexto podem refletir, por exemplo, uma emergência em particular ou um "tópico quente" que poderia reduzir significativamente o tempo disponível para conduzir a avaliação e/ou a profundidade da análise.

Existe uma ligação clara entre o propósito de uma avaliação e seu escopo. Se o escopo de uma avaliação é limitado de alguma forma, então pode não ser capaz de cumprir sua finalidade e atender às expectativas dos tomadores de decisão e das partes interessadas [3].

2.1.3.1.3 Definição da lógica da intervenção

A lógica de intervenção fornece uma descrição por meio de um diagrama (modelo lógico) resumindo como a intervenção deve funcionar. Uma intervenção é frequentemente uma solução para um problema ou desafio. A lógica de intervenção é uma ferramenta que ajuda a explicar os diferentes passos e atores envolvidos na intervenção e suas dependências, apresentando assim os relacionamentos de causa e efeito esperados [1].

A construção da lógica da intervenção deve considerar e esclarecer como se espera que os diferentes atores reajam, qual o desencadeamento esperado das ações, como os atores e ações interagirão para entregar as mudanças esperadas ao longo do tempo e alcançar os objetivos pretendidos.

Existem muitos formatos ou abordagens possíveis para descrever a lógica da intervenção e as diretrizes de melhor regulamentação não impõem uma abordagem específica. Um ponto de partida tradicional é considerar as categorias apresentadas na Figura 2.3: necessidades, objetivos, entradas, atividades, saídas, resultados, impactos, fatores externos, outras políticas. Ressalta-se que a figura 2.3 foi traduzida e modificada em relação à referência original.

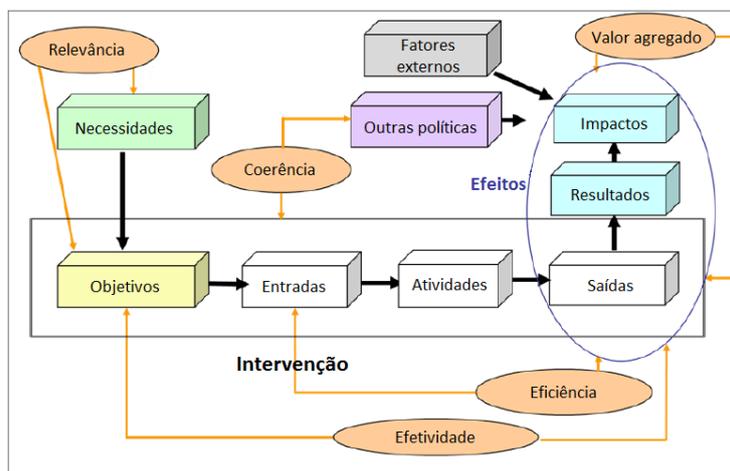


Figura 2.3: Categorias para elaboração da lógica da intervenção [3].

Na figura 2.3, as hipóteses/relações causais são representadas pelas setas entre as caixas. A utilização destas categorias também é útil quando se tenta explicar ou definir as cinco diferentes categorias de avalia-

ção (eficácia, eficiência, relevância, coerência e valor agregado) que são depois utilizadas para desenvolver um desenho de avaliação mais amplo[1].

Outros pontos de partida podem ser: considerar a intervenção do ponto de vista de diferentes públicos estratégicos ou pensar nos diferentes artigos da norma e suas consequências práticas ao longo do tempo.

É recomendado como boa prática [3] desenvolver a lógica de intervenção logo no início e identificar o nível apropriado de detalhes que alimentará as questões de avaliação, subquestões e seus respectivos critérios de sucesso, indicadores e fontes de informação.

A lógica de intervenção é uma ferramenta dinâmica e pode se desenvolver ainda mais durante o projeto de avaliação, à medida que a compreensão se desenvolve. Em particular, alguns fatores externos relevantes só ficarão claros durante o curso da avaliação. A lógica final de intervenção poderá parecer bem diferente do ponto de partida inicial, fornecendo informações fundamentais para a avaliação de como os comportamentos e o desempenho reais diferem das expectativas originais [1].

O estabelecimento do modelo lógico da intervenção pode ajudar a identificar as entradas chaves, as atividades esperadas, saídas, resultados e impactos pretendidos pela intervenção. Conforme menciona a OCDE, isso é importante por uma série de razões [4]:

- Pode ajudar a guiar as revisões e a coleta de evidências existentes e dados, portanto destacando áreas com deficiência em que a avaliação poderá focar;
- Pode informar os objetivos da avaliação e o desenvolvimento das perguntas a serem respondidas;
- Pode ajudar a identificar como a intervenção possui consequências não-intencionais e, assim, orientar a coleta de dados, os objetivos e a estrutura da avaliação; e
- Fornece uma estrutura de avaliação transparente, dentro da qual as evidências existentes e os resultados da avaliação podem ser combinados para fornecer respostas às perguntas da avaliação.

2.1.3.1.4 Elaboração das questões de avaliação

As perguntas devem ser formuladas de forma a obrigar o avaliador a fornecer uma resposta completa, baseada em evidências, que melhore a compreensão do desempenho da intervenção em relação aos critérios de avaliação. Perguntas robustas de avaliação estimulam a análise crítica [1].

Definir e partilhar as questões com as partes interessadas, no início do processo, é uma boa prática

para esclarecer o que se pretende analisar, além de fazer com que haja mais contribuições relevantes. As perguntas influenciarão o desenho e a condução das etapas subsequentes e deverão ser respondidas no Relatório de ARR.

No momento de consideração sobre quais perguntas fazer, também é importante ponderar sobre a utilidade e viabilidade de obter uma resposta. As considerações de escopo e propósito estão relacionadas a essas decisões.

A elaboração de uma boa avaliação para a intervenção está associada à elaboração de boas perguntas. Com base no documento [1], são apresentados os principais critérios utilizados para elaboração das perguntas:

- **Situação Atual:** busca-se desenvolver uma compreensão clara da situação atual e seus fatores implícitos;
- **Eficácia:** busca-se analisar o desempenho, procurando provas do motivo, ou como as mudanças observadas estão ligadas à intervenção. Deve-se procurar identificar os fatores que conduziram ou dificultaram o desempenho;
- **Eficiência:** busca-se obter informações sobre os custos e benefícios reais, descrevendo o que pode ou não estar ligado à intervenção. A análise da eficiência é uma contribuição fundamental para a elaboração de políticas, ajudando tanto os decisores assim como as partes interessadas a tirar conclusões sobre se os custos da intervenção são proporcionais aos benefícios. As boas avaliações devem dedicar grandes esforços para ir além de uma descrição qualitativa dos diferentes custos e benefícios da intervenção e procurar quantificá-los;
- **Relevância:** busca-se verificar se existe algum desalinhamento entre os objetivos da intervenção e as necessidades ou problemas atuais. Essa é uma informação importante que ajudará os responsáveis pela definição de políticas a decidir se deve continuar, alterar ou interromper uma intervenção;
- **Coerência:** busca-se analisar se a intervenção ainda é coerente tanto internamente quanto com intervenções externas;
- **Valor agregado:** busca-se analisar o valor adicional ao valor estabelecido inicialmente para o serviço ou produto afetado com a intervenção.

2.1.3.1.5 Definição dos pontos de avaliação e das linhas de base

O registro da mudança que a intervenção gerou ao longo do tempo e a comparação do desempenho real em relação a um ou mais cenários predefinidos são objetivos importantes para a avaliação.

Primeiramente, é importante definir o conceito de linha de base no contexto de avaliações regulatórias. Na maioria dos casos, a linha de base é um cenário de política inalterada, que inclui todas as políticas e medidas relevantes que se presume que continuem em vigor [1].

Quando houver uma AIR anterior que elaborou sua linha de base, esta a linha de base é o ponto de comparação mais adequado. Esta linha de base pode precisar de ser adaptada para criar uma "linha de base para a ARR", refletindo possíveis alterações relevantes desde que a linha de base foi publicada, por exemplo, mudanças durante o processo legislativo, mudanças em premissas-chaves, como desenvolvimentos socioeconômicos esperados ou desenvolvimentos tecnológicos importantes, contexto internacional, etc. Idealmente, tal linha de base pode ser quantificada, mas, no mínimo, deve ser dada uma descrição qualitativa do que poderia ter acontecido [1].

Quando não houver linha de base prévia, a avaliação normalmente terá que elaborar sua própria linha de base de avaliação a partir do zero. Pode-se fazer uma descrição qualitativa para os casos em que não existem dados existentes que medem a situação no momento em que a intervenção.

A Figura 2.4 apresenta um exemplo ilustrando esses diferentes pontos de comparação, neste caso a Figura 2.4 reflete uma situação em que a intervenção se destina a reduzir o nível de um fator indesejável. Ressalta-se que a figura 2.4 foi traduzida e modificada em relação à referência original.

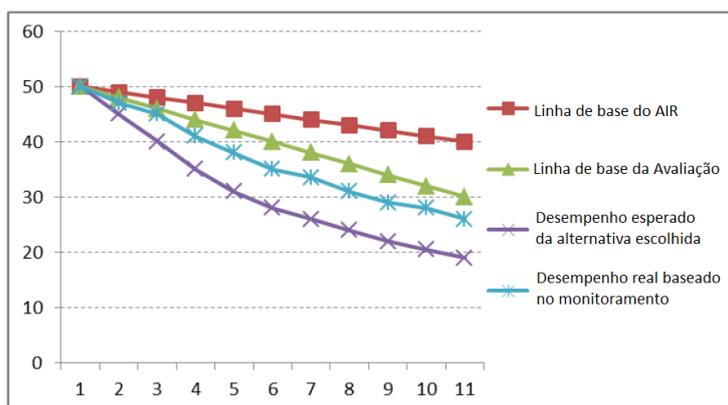


Figura 2.4: Exemplo de ponto de comparação entre desempenho da linha de base da AIR, linha de base da avaliação, desempenho esperado da alternativa escolhida e desempenho real [3].

Com os pontos adequados de comparação identificados, é necessário considerar que tipo de análise é

possível. No mínimo, a comparação deve permitir ao avaliador julgar se a mudança ocorreu e decidir se a mudança ocorreu na direção desejada. Aprofundando-se a avaliação, pode-se analisar a magnitude da mudança, ou seja, o quanto mudou e como isso correspondeu às expectativas.

Após a decisão sobre os pontos apropriados de comparação e o grau de análise possível a ser empregado, deve-se considerar [1]:

- Disponibilidade de dados: a AIR contém uma linha de base projetada? A linha de base contém informações que refletem a intervenção adotada? Os dados estão disponíveis para julgar se essas projeções precisam ser atualizadas? Existem outros valores de referência de terceiros que podem ser utilizados para avaliar o desempenho? Existem outros dados relevantes disponíveis que possam descrever a situação antes da intervenção? É possível coletá-los? O monitoramento foi realizado desde o início da intervenção, permitindo uma avaliação robusta da mudança real ao longo do tempo?;
- Relevância dos pontos de comparação: diferentes pontos de comparação podem ser mais úteis, dependendo dos diferentes critérios de avaliação ou da pergunta de avaliação [3].

2.1.3.1.6 Coleta de dados e aplicação de métodos analíticos

A disponibilidade de dados e a sua qualidade terão um papel fundamental na decisão de quais métodos analíticos podem ser aplicados de maneira confiável, o que também pode influenciar de maneira significativa o escopo da avaliação. Além disso, influenciará na consideração de quem será encarregado de quais tarefas, no tempo e no orçamento alocados para a avaliação [1].

No planejamento sobre os dados necessários para a avaliação, primeiramente consulta-se os dados que já estão disponíveis, por exemplo, dados de monitoramento ou relatórios, incluindo qualquer avaliação prévia de impacto. A verificação das demandas ou reclamações relativas ao tema avaliado é uma boa fonte para o levantamento de dados, muitas vezes negligenciada.

Com o levantamento de dados existentes realizado, a identificação de novos dados que devem ser coletados é facilitada. Além disso, deve-se considerar a combinação de dados objetivos e subjetivos para a avaliação. Os dados objetivos geralmente vêm de relatórios estatísticos, monitoramento ou modelagem, apesar do grau de objetividade ser afetado pelas premissas subjacentes ao modelo, enquanto os dados subjetivos são geralmente baseados em opinião.

Deve-se dedicar especial atenção à melhora do grau e da qualidade da quantificação fornecida nas

avaliações e para determinar os valores dos custos, benefícios e valor agregado proporcionado pela intervenção. Sendo a evidência quantitativa ou qualitativa, recomenda-se que toda avaliação deve incluir uma análise das limitações relativas a essa evidência, por exemplo, devido à baixa disponibilidade de dados ou problemas de modelagem, ou seja, deve-se apresentar uma medida da incerteza ou da robustez da evidência [1].

No contexto da avaliação, a causalidade verifica a razoabilidade do encadeamento esperado dos eventos, segundo o qual se esperava a mudança dos comportamentos gerando os resultados pretendidos por meio da intervenção ou resultados inesperados e não-intencionais. Isto é, procura-se estabelecer uma relação entre a intervenção e as mudanças observadas nas questões abordadas pela intervenção, através de um método analítico previamente planejado.

Em relação aos métodos analíticos, o contrafactual é a situação ou condição que, hipoteticamente, pode prevalecer para indivíduos, organizações ou grupos, caso não haja intervenção de desenvolvimento [11]. Ou seja, contrafactual é o cenário que teria acontecido na ausência da intervenção.

Identificar uma situação contrafactual robusta pode ser difícil, uma vez que as políticas operam num ambiente complexo, influenciado por uma vasta gama de fatores que estão fora do âmbito da intervenção. O ponto de partida, primordialmente, deve ser a análise da linha de base apresentada em uma avaliação prévia de impacto [1].

O advento do *big data* alinhado ao aprimoramento das ferramentas de *analytics* podem possibilitar um aumento do escopo para provar essas relações de causa e efeito, por exemplo, métodos de avaliação de impacto contrafactual podem, por vezes, ser aplicados para avaliar os efeitos de valor acrescentado ou causais de uma intervenção.

Quando a avaliação causal não é possível ou apenas a custos desproporcionais em termos de coleta de dados e recursos, recomenda-se que as avaliações devem ser baseadas em argumentos qualitativos e fundamentados (apoiados por dados quantitativos e qualitativos adequados) sobre o provável papel/contribuição da intervenção e as mudanças observadas [3].

2.1.3.1.7 Participação social

Os processos de participação social, quando conduzidos de modo adequado, não só reduzem a assimetria de informação, como embasam e legitimam os resultados obtidos. O objetivo é convidar os atores relevantes a contribuir para melhorar a qualidade da análise do resultado regulatório. [1].

No contexto das agências reguladoras, essa participação pode se dar por meio de Consultas ou Audiências Públicas, que deverão ser previstas no planejamento da avaliação.

2.1.3.1.8 Definição das formas de divulgação

Com a avaliação finalizada, é necessária a divulgação dos resultados obtidos como forma de transparência quanto ao trabalho realizado e também com objetivo de se colher a opinião das partes interessadas para que também possam ser utilizadas na alimentação das atividades de acompanhamento.

Além de levar em consideração o processo de publicação, é importante considerar como as conclusões serão apresentadas e para quem. Outro ponto importante a ser considerado é como as conclusões serão realimentadas no processo para influenciar futuras tomadas de decisão [4].

2.2 DESCRIÇÃO DA INTERVENÇÃO

O foco do presente trabalho de avaliação de resultado regulatório é analisar os resultados e comportamentos da eficiência da contratação do uso do sistema de transmissão. Apesar do tema da eficiência da contratação ter começado a ser consolidado em 2010, através da Resolução Normativa nº 399, a REN nº 666, de 23 de junho de 2015, que consolidou e ajustou as resoluções dispersas que tratavam da contratação do uso do sistema de transmissão. Deste modo, é a principal intervenção a ser analisada neste trabalho e será descrita a seguir.

A REN nº 666, de 2015, regulamenta a contratação do uso do sistema de transmissão em caráter permanente, flexível, temporário e de reserva de capacidade, as formas de estabelecimento dos encargos correspondentes e dá outras providências [6].

Os principais temas tratados na REN nº 666 são:

- Definição dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) e de quem os deve;
- Contratação do uso do sistema de transmissão em caráter permanente, temporário, flexível ou de reserva de capacidade e também por Importadores e Exportadores de energia elétrica;
- A restrição ao uso do sistema de transmissão;
- A eficiência da contratação do uso do sistema de transmissão;

- O acompanhamento do uso do sistema de transmissão.

Para melhor esclarecimento dos temas apresentados na REN nº 666, são apresentadas as definições das contratações do uso em caráter permanente, temporário, flexível e de reserva de capacidade.

Em seu Artigo 2º, a REN nº 666 apresenta a seguinte definição para a contratação do uso em caráter permanente [6]:

"Art. 2º Os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST celebrados em caráter permanente por unidades consumidoras e por distribuidoras deverão conter os MUST para 4 (quatro) anos civis subsequentes."

Nos três parágrafos do artigo 13º, a REN nº 666 apresenta as seguintes definições para a contratação do uso em caráter temporário, flexível e de reserva de capacidade [6], destaca-se que as notas de rodapé foram acrescentadas para melhor entendimento e não estão presentes no texto da resolução:

Art. 13. Caracteriza-se como contratação do uso do sistema de transmissão em caráter temporário, flexível ou de reserva de capacidade o uso de capacidade remanescente do sistema de transmissão por tempo determinado.

§ 1º O uso do sistema de transmissão em caráter temporário é aquele realizado provisoriamente por usuários de que trata o art. 5º¹ para escoamento da energia elétrica produzida por sua central de geração, após declaração do ONS da importância sistêmica da permanência da central de geração no SIN e enquanto inexistirem contratos de venda de energia elétrica em execução junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

§ 2º O uso do sistema de transmissão em caráter flexível é aquele realizado provisoriamente por unidades consumidoras ou usuários de que trata o art. 6º² para suprimento de montante adicional ao contratado em caráter permanente, ou por distribuidoras conforme estabelecido no § 6º do art. 14³.

§ 3º O uso do sistema de transmissão em caráter de reserva de capacidade é aquele realizado provisoriamente pelos usuários de que tratam os arts. 5º¹ ou 6º⁴ para suprimento a uma ou mais unidades consumidoras diretamente conectadas às suas instalações de uso exclusivo, quando da ocorrência de interrupções ou reduções temporárias na geração de energia elétrica.

¹Central de geração com geração maior do que a carga.

²Central de geração com carga maior que a geração

³Para refletir contratos temporários e/ou de reserva de capacidade celebrados entre as distribuidoras e seus usuários quando estes usuários estiverem conectados de forma individual às DIT ou à Rede Básica

⁴Autoprodutores e produtores independentes

A REN nº 666 determina que a contratação do uso do sistema de transmissão em caráter temporário, flexível ou de reserva de capacidade deve ser precedida de avaliação da capacidade remanescente no sistema de transmissão em Parecer de Acesso pelo ONS, que deverá considerar para o período de contratação pretendido os mesmos critérios e condições aplicáveis à contratação em caráter permanente. Além disso, a contratação do uso do sistema de transmissão em caráter permanente é priorizada em relação à contratação em caráter temporário, flexível e de reserva de capacidade.

A REN nº 666 é dividida nas seguintes seções:

- **Da contratação do uso do sistema de transmissão:** são apresentadas as regras e procedimentos específicos que envolvem a celebração dos contratos em caráter permanente entre os agentes e as obrigações que devem estar presentes nesses contratos;
- **Da restrição ao uso do sistema de transmissão:** são apresentados o procedimento para caso haja restrição ao Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratado causada por atraso de obras de transmissora e as condições em que o disposto não é aplicado;
- **Da contratação do uso do sistema de transmissão em caráter temporário, flexível ou de reserva de capacidade:** são definidos os tipos de contratação em caráter temporário, flexível ou de reserva de capacidade e são apresentados os procedimentos e regras envolvidos em cada tipo de contrato;
- **Da contratação do uso do sistema de transmissão por Importadores e Exportadores de energia elétrica:** são apresentadas as condições para a contratação do uso do sistema de transmissão por Importadores e Exportadores, além das regras e procedimentos para esse tipo de contratação;
- **Da eficiência da contratação do uso do sistema de transmissão:** são definidos os limites regulatórios de ultrapassagem e sobrecontratação do MUST, as parcelas de ineficiência da contratação e suas condições de aplicação;
- **Do acompanhamento do uso do sistema de transmissão:** é definido que o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) deve encaminhar à ANEEL o relatório de acompanhamento das diferenças entre o MUST contratado e o verificado, também define-se o conteúdo que deve estar presente nesses relatórios;
- **Das alterações em resoluções vigentes:** são apresentadas as modificações que a REN nº 666 gerou, revogações de resoluções anteriores, além de definir que o ONS deveria propor revisão dos Procedimentos de Rede para contemplar a resolução.

A REN nº 666 estabelece que a Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (PI_U) será apurada da seguinte forma:

- Para as unidades consumidoras ou para os autoprodutores e produtores independentes, com a carga máxima própria maior que a geração, a tarifa de ultrapassagem será aplicada, por ponto de conexão, à demanda superior ao somatório de 105% do MUST contratado em caráter permanente, do MUST contratado em caráter flexível e do MUST contratado em caráter de reserva de capacidade (PI_{U-UC});
- Para as centrais de geração, a tarifa de ultrapassagem será aplicada por ponto de conexão à potência injetada que for superior a 101% do MUST contratado (PI_{U-UG});
- Para as centrais de geração, inclusive por produtores independentes ou autoprodutores quando a geração for maior que a carga própria, com CUST em caráter de reserva de capacidade, a tarifa de ultrapassagem será aplicada por ponto de conexão à demanda que exceder 105% do MUST contratado nesta modalidade (PI_{U-GRG});
- As distribuidoras, quando houver ultrapassagem de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima em valor superior a 110% do MUST contratado em caráter permanente adicionado ao MUST contratado em caráter flexível, apurada mensalmente (PI_{U-D}).

Além da PI_U , a REN nº 666 estabelece a Parcela de Ineficiência por Sobrecontratação (PI_S) que será apurada para as distribuidoras, anualmente, quando houver sobrecontratação de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima anual em valor inferior a 90% do maior MUST contratado em caráter permanente no ano civil.

Os objetivos com a implementação da REN nº 666 eram:

- Otimização da capacidade do sistema de transmissão;
- Contratação eficiente e racional do sistema de transmissão;
- Maior controle sobre aumentos e reduções do montante contratado por parte dos agentes;
- Unificação do tema regulatório.

Era esperado que os objetivos seriam alcançados, majoritariamente, por meio de incentivos financeiros à contratação eficiente do uso do sistema de transmissão (PI_U e PI_S). Sendo esperado um comportamento

dos agentes em buscar uma contratação mais eficiente, de forma a reduzir seus encargos e possibilitar a otimização da capacidade do sistema por meio de um planejamento da expansão baseado nos montantes contratados [1].

Importante destacar que, como os incentivos regulatórios já existiam e começaram a ser apurados no ano de 2015, com efeitos retroativos a 2011, quando da vigência da REN nº 399, de 2010, a REN nº 666, de 2015 foi implementada desde o momento que entrou em vigor a partir da data de sua publicação e permanece vigente até a data atual.

Os principais agentes afetados pela REN nº 666 são os agentes usuários do sistema de transmissão (distribuidoras, geradores e unidades consumidoras), pois devem se adequar e seguir aos comandos regulatórios, conhecer seu mercado, realizar a gestão dos montantes de uso e definir os valores a serem contratados.

Além desses agentes, o ONS também está envolvido, pois é quem implementa o regulamento, celebrando contratos e realizando as apurações necessárias. A ANEEL também está envolvida por ser o órgão regulador, o qual analisa a necessidade de intervenções e as implementa, respondendo as demandas relativas à intervenção e realizando o acompanhamento e a fiscalização.

Para apresentar como a REN nº 666 está relacionada com os Procedimentos de Rede, primeiramente, é importante apresentar o que são os Procedimentos de Rede.

Os Procedimentos de Rede são documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos agentes e aprovados pela ANEEL. Estes documentos são divididos em Módulos e Submódulos e estabelecem os requisitos técnicos necessários para garantir o livre acesso às instalações de transmissão, a realização das atividades de planejamento e programação da operação eletroenergética, administração de serviços de transmissão de energia elétrica, proposição de ampliações e reforços para a Rede Básica e para as DITs, bem como as atividades de supervisão, coordenação e controle da operação do Sistema Interligado Nacional [12].

Os principais objetivos dos Procedimentos de Rede são [12]:

- Legitimar, garantir e demonstrar a Transparência, Integridade, Equanimidade, Reprodutibilidade e Excelência da Operação do Sistema Interligado Nacional;
- Estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema

elétrico;

- Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST).

Atualmente, os temas tratados na REN nº 666 são apresentados nos Procedimentos de Rede vigentes nos seguintes módulos:

- **Módulo 3 - Acesso às instalações de transmissão:** Referente aos contratos de uso do sistema de transmissão, solicitações de acesso, solicitação e emissão de Parecer de Acesso;
- **Módulo 15 - Administração de serviços e encargos de transmissão:** Referente às definições dos encargos e tarifas, procedimentos de cálculo das tarifas e procedimentos de apuração dos montantes de uso, dos serviços e encargos do sistema de transmissão.

2.3 PLANEJAMENTO DA AVALIAÇÃO DE RESULTADO REGULATÓRIO DA EFICIÊNCIA DA CONTRATAÇÃO DO USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO

Durante a implementação do projeto de Monitoramento na SRT, foi elaborado o documento "Planejamento da Avaliação de Resultado Regulatório da Eficiência da Contratação do Uso do Sistema de Transmissão", publicado na Nota Técnica nº 14/2019-SRT/ANEEL de março de 2019 [1]. Esse documento apresenta todas as etapas e atividades planejadas para a elaboração da ARR da Eficiência da Contratação do Uso do Sistema de Transmissão e serve como base para o presente trabalho. Um resumo das etapas do planejamento são apresentadas a seguir, algumas informações presentes no documento do Planejamento já foram apresentadas nas seções anteriores.

2.3.1 Motivação para a Avaliação

Conforme foi apresentado, as regras de contratação do uso do sistema de transmissão foram inicialmente consolidadas a partir da REN nº 399, de 2010, com a necessidade de [1]:

- Maior flexibilidade dos agentes quanto aos montantes de contratação;
- Disciplinar as diversas regras de contratação em um único regulamento;

- Avaliar a eficiência da contratação dos usuários;
- Adequar a contratação do uso à dinâmica da expansão da transmissão.

A principal motivação para a REN nº 666 foi a melhora da contratação, mediante os incentivos econômicos, de maneira que os valores contratados, sejam mais eficientes, ou seja, que estes valores sejam os mais próximos possíveis dos valores verificados, e possam auxiliar o planejamento da expansão do sistema de transmissão, para que este tenha sua capacidade otimizada, sem reduzir a vida útil das instalações equipamentos. Ainda em relação à otimização da capacidade do sistema, a proposta de reformulação das regras de contratação temporária e flexível do uso do sistema de transmissão buscou permitir o aproveitamento da capacidade remanescente da rede, sem, contudo, trazer consequências negativas ao planejamento do sistema de transmissão.

A REN nº 666 também teve como propósito a consolidação e ajuste de resoluções dispersas que tratavam da contratação do uso do sistema de transmissão: art. 14 da Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999, Resolução nº 371, de 29 de dezembro de 1999, REN nº 399, de 13 de abril de 2010, REN nº 429, de 15 de março de 2011 e os Arts. 5º e 6º da REN nº 442, de 26 de julho de 2011 [1].

Conforme apresentado na seção 2.2, os objetivos da REN nº 666 foram: otimização da capacidade do sistema de transmissão; contratação eficiente e racional do sistema de transmissão; maior controle sobre aumentos e reduções do montante contratado por parte dos agentes; e unificação do tema regulatório.

2.3.2 Lógica da intervenção regulatória

A Figura 2.5 apresenta o modelo lógico elaborado para a REN nº 666, essa ferramenta ajuda a explicar e visualizar os diferentes passos e atores envolvidos na intervenção e fornece uma descrição resumindo como a intervenção deve funcionar [3].



Figura 2.5: Modelo lógico da REN n° 666 [1].

O ponto de partida foi a definição o impacto pretendido pela intervenção e, assim, foi prevista a sequência de atividades necessárias e suas ligações com os atores envolvidos. O impacto esperado foi a otimização da capacidade do sistema de transmissão, de modo que os valores de MUST contratados fossem utilizados para o planejamento da expansão da capacidade do sistema.

Para alcançar essa meta e para que a intervenção pudesse ser implementada, foi necessário o desenvolvimento de um sistema computacional pelo ONS que fosse adequado à nova regulamentação, além de uma prévia sistemática da contratação. Também foram realizadas a AIR (NT n° 161/2014-SRT/ANEEL) e as Audiências Públicas n° 039/2014, 011/2015 e 030/2015, para propor a regulamentação e obter contribuições externas [1].

A partir dos efeitos da aplicação da intervenção, foram previstas as atividades adicionais à ANEEL, sendo estas: a realização de análise dos dados apurados, fiscalização dos atores envolvidos (ONS, ANEEL e Concessionárias afetadas), resposta às demandas dos atores envolvidos e aplicação dos incentivos econômicos na modicidade tarifária. A partir deste ponto, foi possível prever as reações, os comportamentos e os resultados esperados para que fosse possível alcançar o impacto desejado.

Como resultados imediatos, foram identificados: a conscientização dos agentes afetados acerca dos novos requisitos regulatórios e a adequação da contratação aos novos limites e modalidades, a centralização do tema regulatório e a possibilidade de novos mecanismos de controle da contratação por parte dos

agentes. Seguidamente, os resultados intermediários foram previstos, os quais foram: a aplicação da contratação no planejamento do sistema, a otimização da contratação, a apuração dos incentivos financeiros e o alinhamento dos processos de contratação e tarifário. A partir destas mudanças de comportamento, o resultado final foi obtido: a contratação eficiente e racional do sistema de transmissão.

2.3.2.1 Indicadores

Os indicadores principais previstos a serem utilizados, suas descrições e relação com os resultados, estão apresentados na tabela 2.1. Os períodos de apuração dos indicadores serão: mensal, anual e últimos 12 meses [1].

Tabela 2.1: Indicadores

Indicador	Descrição	Tipo de Resultado
IEC	Eficiência da contratação para um ponto ou agregação	Resultado Final
IUD	Proporção de pontos que ultrapassaram no período	Resultado Intermediário
IUF	Quantidade total de ultrapassagens no período para um ponto ou agregação	Resultado Intermediário
ISD	Proporção de pontos que sobrecontrataram no período	Resultado Intermediário
PDL	Quantidade de pontos com contratação adequada no período	Resultado Intermediário
APIU	Impacto da PIU no EUST do ponto ou agregação	Resultado Intermediário
APIS	Impacto da PIS no EUST do ponto ou agregação	Resultado Intermediário
ICAP	Relação entre a capacidade instalada do sistema e o montante total contratado	Impacto
IRAC	Relação entre o aumento da capacidade instalada do sistema e o aumento da contratação no período	Resultado Intermediário

No Capítulo 4, os indicadores serão aprofundados com suas definições, fórmulas e agregações. O documento do Planejamento da Avaliação de Resultado Regulatório da Eficiência da Contratação do Uso do Sistema de Transmissão traz apenas o resumo dos principais indicadores previstos para auxiliar as análises das perguntas planejadas.

2.3.2.2 Dados

Primeiramente, mapeou-se quais dados se encontravam disponíveis, quais as suas respectivas fontes e formatos, em seguida, identificou-se quais os dados que ainda precisavam ser coletados, onde se encontravam, como seriam coletados e o tempo necessário ou viabilidade de coleta. Após esse levantamento,

dividiu-se os dados em grupos e estes foram apresentados no documento da Sistematização do Monitoramento [1] em tabelas da seguinte maneira:

- Dados cadastrais dos pontos de conexão;
- Dados cadastrais dos empreendimentos;
- Apuração de EUST permanente, flexível e reserva de capacidade e da PIU; e
- Apuração da Parcela de Ineficiência por Sobrecontratação.

Definiu-se a coleta e envio dos dados à ANEEL, com periodicidade mensal, como responsabilidade do ONS e o recebimento e a validação destes dados ficaram sob responsabilidade da ANEEL [1].

2.3.3 Escopo da Avaliação

O objetivo da avaliação é a análise da implementação e dos resultados da Resolução Normativa nº 666, de 23 de junho de 2015, com a finalidade de fornecer subsídios para possíveis alterações na regulamentação. Sua análise será realizada de forma individual, já que esta teve como objetivo justamente a centralização de um tema regulatório.

Conforme já apresentado, os incentivos regulatórios já existiam e começaram a ser apurados no ano de 2015, com efeitos retroativos a 2011, quando da vigência da REN nº 399, de 2010. Sendo assim, a REN nº 666, de 2015 foi implementada desde o momento que entrou em vigor e permanece vigente até a data atual. A avaliação está prevista para ocorrer antes do período de revisão da intervenção.

2.3.4 Tópicos da Avaliação

- **Situação atual e linha de base:** não foi encontrada uma definição de linha de base, de modo que a ARR deve buscar elaborar uma linha de base para analisar os resultados obtidos com a intervenção;
- **Aplicação (implementação, implantação, outros) da intervenção:** os objetivos seriam alcançados, majoritariamente, através da aplicação dos incentivos financeiros à contratação eficiente do uso do sistema de transmissão. Esperava-se um comportamento dos agentes em busca de uma contratação mais eficiente, ou seja, que o valor do MUST contratado fosse próximo do valor do MUST verificado, de forma a reduzir seus encargos e possibilitar a otimização da capacidade do sistema por meio de um planejamento da expansão baseado nos montantes contratados;

- **Alcance da Intervenção:** conforme apresentado na seção 2.2, os principais agentes afetados pela intervenção são os agentes usuários do sistema de transmissão, além do ONS e da ANEEL. A Tabela 2.2 apresenta as consequências positivas e negativas geradas pela intervenção.

Tabela 2.2: Afetados pela intervenção e as consequências.

Afetado	Positivas (benefícios)	Negativas (custos)
Agentes	Unificação do tema regulatório e controle de aumentos e reduções de MUST	Adequação dos procedimentos internos aos novos comandos regulatórios
Sistema	Otimização da capacidade	Restrições operacionais devido à contratação do uso do sistema de transmissão
ONS	Unificação do tema regulatório	Maior custo processual devido às novas modalidades de contratação
ANEEL	Unificação do tema	Dificuldade na calibração do incentivo econômico

- **Efeitos da Intervenção:** após a aprovação da REN nº 666, de 23 de junho de 2015, era esperada a proposição de novo texto para os Procedimentos de Rede em até 90 dias, de forma que os comandos regulatórios seriam implementados até o final do ano de 2015. A aprovação de novo texto dos Procedimentos de Rede só foi realizada no fim de 2016. Porém, como a sistemática da contratação e da apuração das demandas nos pontos de conexão já estavam estabelecidos em resoluções anteriores, os comandos da REN nº 666 puderam ser aplicados logo após sua aprovação.
- **Fatores externos:** são ações ou acontecimentos externos ao escopo da intervenção aplicada, que não são gerenciáveis pelos atores envolvidos, e ainda assim, impactam diretamente ou indiretamente nos seus efeitos. Portanto, é importante especificá-los pois é possível que resultados obtidos na avaliação não tenham relação de causalidade com a aplicação da intervenção em si, e sim com esses outros fatores [1]. Os fatores externos encontrados foram:
 - Conscientização dos agentes quanto ao cumprimento da norma e entendimento de seus objetivos;
 - Planejamento eficiente no uso das informações por parte dos agentes;
 - Contexto econômico do Brasil com possível retração no mercado.

2.3.5 Tabela de Avaliação

A tabela de avaliação, também conhecida como matriz de avaliação, permite juntar informações de coleta de dados e da abordagem analítica. Isto permite identificar, para cada pergunta da avaliação, o critério de julgamento utilizado, os indicadores, dados necessários para o cálculo destes indicadores e os atores envolvidos na obtenção dos dados [3].

A tabela de avaliação para a ARR é na Tabela 2.3.

Tabela 2.3: Tabela de Avaliação.

Critério	Perguntas	Sub-pergunta	Indicador	Fonte de Dados
Situação Atual	Qual é a origem da intervenção e quais foram seus objetivos?	-	-	ANEEL e agentes do setor
Situação Atual	Quais são os pontos de comparação apropriados para julgar as mudanças?	Qual o contra factual apropriado para utilizar como comparação no futuro?	-	ANEEL e ONS
Situação Atual	Quais são os pontos de comparação apropriados para julgar as mudanças?	Qual a linha de base a ser utilizada?	-	ANEEL
Situação Atual	Que progresso foi feito ao longo do tempo?	Quantos Pontos de Conexão existiam na época da implementação da REN nº 399/10 e quantos existiam ao implementar a REN nº 666/15?	-	ANEEL
Situação Atual	Qual o comportamento da eficiência ao longo do tempo?	-	-	ANEEL

Critério	Perguntas	Sub-pergunta	Indicador	Fonte de Dados
Situação Atual	Qual é a situação atual das diferentes partes interessadas e como elas são afetadas pela intervenção?	-	-	ANEEL e ONS
Eficácia	Quais foram os efeitos (quantitativos e qualitativos) da intervenção?	Qual o efeito do regulamento sobre a Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem? Esta é um incentivo relevante em busca de uma contratação eficiente do sistema?	APIU	ANEEL e ONS
Eficácia	Quais foram os efeitos (quantitativos e qualitativos) da intervenção?	Qual o efeito do regulamento, tendo em foco os expurgos por confiabilidade, sobre a Parcela de Ineficiência por Sobrecontratação? Esta é um incentivo relevante em busca de uma contratação eficiente do sistema?	APIS e IMC	ANEEL e ONS
Eficácia	Quais foram os efeitos (quantitativos e qualitativos) da intervenção?	Qual o efeito do regulamento sobre a Eficiência da Contratação por parte dos agentes? Os limites estabelecidos são adequados? Como isso é refletido na relação entre a contratação e a capacidade do sistema?	IEC, ICAP, IRAC, IUD e ISD	ANEEL e ONS

Critério	Perguntas	Sub-pergunta	Indicador	Fonte de Dados
Eficácia	Até que ponto essas mudanças ou efeitos podem ser creditados à intervenção?	-	-	ANEEL
Eficiência	Até que ponto os custos da intervenção (apuração, análise e aplicação de incentivos) são justificados, dadas as mudanças ou efeitos alcançados?	Em que medida os custos regulatórios podem ser justificados, dados os efeitos alcançados tendo em vista a implantação do sistema de apuração dos montantes, o maior número de aumentos de montante contratados permitidos e o envio de relatórios pelo ONS	QAM	ANEEL e ONS
Eficiência	Existem oportunidades para simplificar a legislação ou reduzir custos regulatórios desnecessários sem prejudicar os objetivos pretendidos da intervenção?	A exclusão das exceções do regulamento pode simplificar a legislação ou reduzir custos regulatórios? De que modo?	-	ANEEL
Relevância	Até que ponto a intervenção ainda é relevante?	A intervenção ainda é relevante levando em consideração as mudanças no cenário do setor elétrico desde que a REN nº 666/15 entrou em vigor?	IEC, APIS e APIS	ANEEL e ONS

Critério	Perguntas	Sub-pergunta	Indicador	Fonte de Dados
Relevância	Até que ponto os objetivos originais da intervenção ainda correspondem às necessidades atuais?	-	-	ANEEL e ONS
Relevância	Quão bem adaptada é a intervenção para avanços tecnológicos ou científicos subsequentes?	A REN. 666/15 está adaptada aos avanços tecnológicos que dizem respeito à contratação dos agentes?	-	ANEEL e ONS
Relevância	Qual a relevância da intervenção para os usuários e para os consumidores finais?	-	-	ANEEL e ONS
Coerência	Em que medida a intervenção é coerente com o planejamento estratégico da ANEEL?	-	-	ANEEL
Valor Agregado	Qual é o valor adicional resultante da intervenção, comparado com o que se poderia razoavelmente esperar sem a intervenção?	-	ICAP e IEC	ANEEL e ONS
Valor Agregado	Quais seriam as consequências mais prováveis de parar ou retirar a intervenção existente?	-	-	ANEEL e ONS

2.3.6 Métodos analíticos aplicáveis

Para a avaliação do tema em questão levantou-se duas possibilidades de métodos aplicáveis: a avaliação de comportamentos e a análise estatística por meio da regressão linear multivariável.

A análise de comportamentos tem como princípio a análise da evolução dos indicadores ao longo do tempo, de forma a visualizar a mudança de comportamento causada pelo regulamento. Outra abordagem possível é a utilização de análise estatística, geralmente por meio de regressão multivariável utilizando os dados históricos de apurações.

A regressão fornece estimativas de associação entre duas ou mais variáveis, e se essa associação é “significativa” no sentido de se esperar que exista em alguma população mais ampla ao invés de apenas ter surgido por acaso nos dados coletados. Os resultados dessa análise poderão informar qual o comportamento entre variáveis dependentes e as consideradas independentes, indicando principalmente qual a variável menos representativa. Portanto, o fato de haver um efeito significativo da intervenção não é necessariamente uma evidência de que a intervenção causou qualquer mudança, tendo em vista que não necessariamente implica uma relação causal [1].

2.3.7 Divulgação dos Resultados da Avaliação

A divulgação dos resultados permite que participação das partes interessadas, possibilitando debates com a finalidade de contribuir para melhorar a eficiência da regulação do setor elétrico.

Deste modo, os resultados da avaliação serão publicados formalmente, por meio de um Relatório de Análise de Resultado Regulatório, e no site da ANEEL por meio de relatórios mensais/semestrais/anuais com o resultado da análise feita sobre a intervenção, apresentados em formato de *dashboard* com os indicadores comparados às metas estabelecidas [1].

2.3.8 Utilização dos resultados da avaliação

Os resultados da ARR permitem encontrar as causas e evidências que poderão subsidiar ações futuras para garantir a otimização da capacidade do sistema. Estes resultados poderão ser utilizados na revisão da intervenção para subsidiar possíveis alterações ou até mesmo a sua revogação. Também podem ser utilizados para embasar a aplicação dos incentivos regulatórios e identificar possíveis alterações nestes incentivos [1].

Por outro lado, é possível identificar pontos particulares que justifiquem o pedido de fiscalização de certos pontos de conexão para apurar, no local, as causas de sua ineficiência [1].

3 APLICAÇÃO DA INTERVENÇÃO

Neste capítulo, a situação atual da REN nº 666, de 2015, para avaliação é apresentada. O capítulo é dividido em seções e, em cada seção, são apresentadas as perguntas relacionadas e as análises realizadas, com base no documento do Planejamento da ARR da Eficiência da Contratação [1].

3.1 HISTÓRICO DE IMPLEMENTAÇÃO DA INTERVENÇÃO

Nesta seção, é apresentada a descrição do processo de implementação e aplicação da intervenção, apresentando as principais alterações propostas pela REN nº 666. Cada subseção refere-se a uma pergunta do Planejamento da ARR. Ressalta-se que, para a realização do presente trabalho, algumas perguntas foram incluídas após a elaboração do Planejamento da ARR.

3.1.1 Qual é a origem da intervenção e quais foram seus objetivos?

O processo de elaboração da REN nº 666, de 23 de junho de 2015, tem como origem a Nota Técnica (NT) nº 161/2014-SRT/ANEEL, na qual foi apresentada a proposta de aprimoramento à regulamentação da contratação do uso do sistema de transmissão, disposta na REN nº 399, de 13 de abril de 2010 e contratação em caráter de reserva de capacidade disposta na Resolução nº 371, de 29 de dezembro de 1999. Foram realizadas análises de impacto e as Audiências Públicas nº 039/2014, nº 011/2015 e nº 030/2015.

A NT nº 049/2015-SRT/SRM/ANEEL analisou as contribuições das Audiências Públicas nº 039/2014, que propôs aprimoramentos à regulamentação de contratação do uso do sistema de transmissão, nº 011/2015, que propôs a alteração das condições de contratação do uso do sistema de transmissão para importação de energia elétrica, para determinadas situações e nº 030/2015, que propôs o aprimoramento das regras de contratação do uso do sistema de transmissão para importação e exportação de energia elétrica, bem como das regras de contratação do uso do sistema de transmissão em caráter temporário.

A REN nº 666, de 2015, tinha como propósito, a consolidação e ajuste das resoluções dispersas que tratavam da contratação do uso do sistema de transmissão. A intervenção possuía os seguintes objetivos: a contratação eficiente e racional do sistema de transmissão, um maior controle sobre aumentos e reduções

do montante contratado por parte dos agentes, e a unificação do tema regulatório. Com esses objetivos, o impacto esperado para o setor elétrico com a intervenção era a otimização da capacidade do sistema de transmissão.

3.1.2 Quais foram as principais alterações propostas pela intervenção?

Tratando a respeito da análise das principais alterações propostas pela REN nº 666, de 2015, elas podem ser divididas pelos temas tratados na resolução da seguinte forma:

1. Da Contratação de uso do sistema de transmissão em caráter permanente:

Alterou-se o prazo que os MUST solicitados poderão estar sujeitos a restrições do sistema de transmissão em regime normal de operação, de dois para três anos subsequentes à contratação. Essa alteração visa alinhar o prazo ao tempo necessário de realização das licitações ampliações e/ou reforços. Além disso, as limitações deverão estar no respectivo Parecer de Acesso e as soluções incluídas no Plano de Ampliações e Reforços (PAR).

1.1. Aumento de MUST:

Retirou-se o limite de aumento de MUST de apenas uma vez ao ano. Porém, limitado em até quatro aumentos no ano civil, observada a antecedência mínima de 90 dias em relação à data de início do aumento pretendido.

1.2. Redução de MUST:

Foi dado maior esclarecimento quanto à regra de redução de MUST solicitada na recontração anual das distribuidoras e unidades consumidoras. Para assegurar arrecadação de recursos suficientes para a cobertura dos custos do sistema de transmissão, é vedada a redução do MUST para o ciclo tarifário vigente no momento da solicitação, ou seja, as reduções não onerosas solicitadas na recontração anual obrigatória realizada até 31 de outubro de cada ano só são válidas a partir de 1º de julho do ano seguinte, dado que os MUST contratados são considerados no cálculo da TUST que, por sua vez, tem vigência de 1º de julho a 30 de junho do ano seguinte (novo ciclo tarifário). Além disso, o Termo Aditivo ao Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) associado à redução de MUST deverá especificar o dispositivo da norma que a justifica, de maneira a deixar claro o dispositivo normativo que embasou a alteração.

Retirou-se a vedação da redução do MUST total contratado pelas distribuidoras (soma da con-

tratação em todos os pontos). Com a possibilidade de redução no MUST total, as distribuidoras afirmaram ter maior autonomia no gerenciamento de suas demandas. Para os casos daquelas que possuem poucos pontos de contratação com a Rede Básica, esta flexibilização torna-se ainda mais significativa. Por outro lado, a redução do MUST total por uma distribuidora poderá ocasionar aumento de pagamento para os demais usuários do segmento consumo.

Possibilitou-se a redução não onerosa de MUST, em valor superior a 10% quando da realocação de montantes entre pontos de conexão utilizados pela mesma distribuidora, desde que o ponto não seja compartilhado com outras distribuidoras.

Vedou-se a redução do MUST por unidades consumidoras ou autoprodutores cujo acesso tenha sido realizado de acordo com o Decreto nº 5.597, de 2005, por período equivalente ao horizonte de planejamento que motivou a emissão da Portaria do Ministério de Minas e Energia (MME), a partir do início de execução do CUST.

Ampliaram-se as condições para redução de MUST das distribuidoras em função de redução de Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) de usuários de distribuição. Foi incluída a condição do caso em que esses usuários estiverem conectados de forma individual às Demais Instalações de Transmissão (DIT) ou à Rede Básica, mesmo que por meio de instalações sob responsabilidade do próprio usuário ou da distribuidora. Nos demais casos, cabe à distribuidora o gerenciamento de seu mercado.

1.3. Contratação de MUST das centrais de geração:

Definiu-se que para contratação do MUST, as centrais de geração devem contratar um valor mínimo, desvinculando seu valor máximo à potência instalada do ato de outorga. Assim, o MUST a ser contratado pelas centrais de geração deve ser no mínimo igual à potência instalada, subtraída da mínima carga própria. Essa alteração teve como objetivo oferecer maior autonomia para a central de geração administrar sua contratação.

1.4. Descontratação de ponto de conexão e rescisão de CUST:

Até a criação da REN nº 666, de 2015, existia apenas regra de redução de MUST para o segmento consumo, cujo efeito prático era aplicável em casos de descontratação e/ou rescisão do CUST, com isso, foram incluídas de regras específicas tanto para o segmento consumo como para o segmento geração:

- Descontratação de ponto de conexão e rescisão de CUST para o segmento consumo: aplicou-se a mesma forma de cálculo utilizado na redução onerosa de MUST para os

casos de descontração de um ponto de conexão e/ou rescisão do CUST para os usuários do segmento consumo. Buscou-se garantir aos usuários do sistema de transmissão a sinalização mais adequada quanto aos custos associados ao acesso e a alocação de recursos, bem como tornar eficiente a contratação do uso do sistema de transmissão.

- Descontração de ponto de conexão e rescisão de CUST para o segmento geração: Limitou-se a previsão de ressarcimento somente aos geradores que as solicitarem antes do fim da outorga, ajustando a regra proposta de forma que as centrais de geração, com fim do prazo da outorga, não estarão passíveis de cobrança por descontração e/ou rescisão do CUST. Além disso, reduziu-se o período de ressarcimento de quatro para três anos, aproximando a regra estabelecida para o segmento consumo que tem a possibilidade de contratação livre do MUST no 4º ano de contratação.

1.5. Postergação da data de execução do CUST:

Tornou-se mais explícita a vedação à postergação da data de execução do CUST dentro do ciclo tarifário vigente. Esta vedação é importante para preservar a arrecadação de receita prevista para o respectivo ciclo tarifário da transmissão. Além disso, manteve-se a data limite de 31 de março do ano previsto para o início de execução do CUST, necessária para assegurar que os efeitos das postergações contratuais possam ser considerados no cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), a vigorarem de 1º de julho a 30 de junho do ano subsequente.

1.6. Apuração dos EUST a partir do dia contratado no mês de início de execução de cada ponto de contratação:

De forma a unificar o tratamento de recebimento das receitas pelas transmissoras e o de pagamentos dos encargos de uso pelos usuários no primeiro mês de execução do CUST, foi proposto que o EUST no primeiro mês de execução do contrato possa ser calculado de forma proporcional aos dias contratados. Dessa forma, tanto o pagamento feito pelos usuários quanto o recebimento pela concessionária de transmissão referente às instalações são realizados no primeiro mês de uso ou de disponibilização de forma proporcional aos dias restantes do mês e não ao mês todo. Para os meses subsequentes, a apuração mantém-se mensal, visto que se trata de período contínuo de disponibilização das instalações.

2. Restrição ao uso do sistema de transmissão:

Quando houver restrição ao MUST contratado, causada por indisponibilidade de instalações necessá-

rias ao acesso do usuário, sob responsabilidade de transmissoras, os EUST serão devidos em relação à capacidade disponível do sistema de transmissão. O pagamento ocorrerá proporcionalmente à capacidade apenas nos casos de restrição ao MUST contratado causada por atraso na implantação de novas instalações, sob responsabilidade de concessionária de transmissão, necessárias ao acesso do usuário.

3. Contratação do uso do sistema de transmissão em caráter temporário, flexível e de reserva de capacidade:

Mantiveram-se as três modalidades de contratação. Acrescentou-se que caso o usuário tenha interesse em renovar seus contratos em uma das três modalidades, cabe a ele manifestar esse interesse para que o ONS faça a emissão de um novo Parecer de Acesso a cada renovação.

3.1. Contratação temporária:

Quanto à importância sistêmica da central de geração no SIN, definiu-se que não haveria necessidade de que a ANEEL aprovasse a importância sistêmica da permanência da central de geração no SIN para que a contratação em caráter temporário fosse feita, esta seria atestada pelo ONS, no próprio processo de contratação.

A respeito dos encargos de uso em caráter temporário, definiu-se que seja aplicado mecanismo de cobrança do encargo de uso baseado na energia medida. Além disso, com base na REN nº 559, de 2013, que estabeleceu que as TUST calculadas para centrais de geração terão vigência: (i) por um período de dez ciclos tarifários, e, após isso, serão recalculadas para igual período; ou (ii) pelo período da outorga, dado o seu enquadramento na regra. Com isso todas as centrais de geração têm TUST previamente estabelecida, não fazendo distinção quanto ao caráter de sua contratação junto ao sistema de transmissão. Portanto, a definição da $TUST_{temp}$ proposta foi aprimorada, de modo a esclarecer esse entendimento.

3.2. Contratação flexível:

Manteve-se a modalidade de contratação flexível e ampliou-se o dispositivo para os casos dos usuários de distribuição que estejam conectados de forma individual às DIT ou à Rede Básica, mesmo que por meio de instalações sob responsabilidade do próprio usuário ou da distribuidora e com medição que permita ao ONS identificar o uso da capacidade utilizada em caráter flexível pela distribuidora associado ao uso em caráter temporário e/ou de reserva de capacidade pelo usuário, regulamentando o Despacho nº 3.412, de 2013.

Alterou-se o texto vigente para que os encargos de uso relativos aos CUST celebrados em caráter flexível por distribuidoras sejam identificados à parte dos encargos de uso referentes aos CUST celebrados em caráter permanente e sejam repassados às Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

Incluiu-se dispositivo referente à apuração dos CUST em caráter flexível de distribuidoras em base diária, de modo a compatibilizar o pagamento dos EUST com o recebimento, pela distribuidora, dos Encargos de Uso do Sistema de Distribuição (EUSD) associados ao uso em caráter temporário e/ou de reserva de capacidade de usuário da distribuidora. Para unidades consumidoras, autoprodutores e produtores independentes com carga maior que a geração, permaneceu a apuração em base mensal.

3.3. Contratação de reserva de capacidade:

Visando concentrar as regras correlatas em uma mesma resolução, propôs-se a incorporação das regras de contratação de reserva de capacidade ao novo regulamento. As regras desse tipo de modalidade de contratação estavam descritas na Resolução ANEEL nº 371, de 1999, a qual foi revogada pela REN nº 666, de 2015.

Esclareceu-se melhor que a contratação de reserva de capacidade poderá ser realizada tanto pelos usuários de que trata o art. 5º (autoprodutores e produtores independentes com geração maior que a carga), quanto pelos usuários de que trata o art. 6º (autoprodutores e produtores independentes com carga maior que geração), desde que limitada à capacidade das unidades geradoras que atendem estas cargas.

Para o caso de renovação de contrato de reserva de capacidade, definiu-se que o processo de renovação nada mais será do que um novo processo de contratação, demandando, tanto uma solicitação por parte do usuário quanto a emissão de novo Parecer de Acesso por parte do ONS a cada renovação.

4. Da contratação do uso do sistema de transmissão por Importadores e Exportadores de energia elétrica: Foi possibilitado que o importador/exportador celebre contratos de no mínimo um dia, sendo vedado mais de um contrato por semana, visando à compatibilização com os prazos associados às revisões do Programa Mensal de Operação (PMO).

Foram feitos melhoramentos com as seguintes premissas: (i) regras de contratação do uso do sistema de transmissão e do uso das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interliga-

ções internacionais em uma mesma resolução; (ii) cobrança dos encargos de transmissão baseada na energia medida, conforme é remunerado o importador/exportador, tanto pelo uso do sistema de transmissão quanto pelo uso das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais de que trata o art. 1º da REN nº 442, de 2011; e (iii) período de contratação do uso do sistema de transmissão e das instalações de transmissão de energia elétrica destinadas a interligações internacionais coincidentes com o período de outorga para importação/exportação. Dessa forma, foram criadas as tarifas $TUST_{exp/imp}$ e TUII.

5. Da eficiência da contratação do uso do sistema de transmissão:

Acrescentou-se o prazo de até o 16º dia útil do mês subsequente ao da apuração, para que o ONS encaminhe as referidas parcelas aos usuários para contestação, de modo a compatibilizar com a Rotina Operacional ROAO.BR.12 vigente no Submódulo 10.22 dos Procedimentos de Rede.

5.1. Unidades consumidoras, autoprodutores e produtores independentes com carga maior que geração:

De forma a uniformizar os critérios acerca do estabelecimento dos adicionais de ultrapassagem de demanda, propôs-se para as unidades consumidoras, que a tarifa de ultrapassagem seja aplicada por ponto de conexão à demanda superior à soma de 105% do MUST contratado em caráter permanente com o MUST contratado em caráter flexível. Ademais, a execução do CUST flexível, por horário de contratação e ponto de conexão, será realizada apenas quando a demanda máxima mensal medida for superior a 105% do MUST contratado em caráter permanente. Considerou-se também, para os contratos em caráter de reserva de capacidade, a aplicação de tarifa de ultrapassagem por ponto de conexão à demanda que exceder 105% do MUST contratado. Tal mecanismo se alinha com aquele definido para o segmento consumo e se destina a melhorar a eficiência dos contratos de reserva de capacidade realizados por centrais de geração.

Acrescentou-se a possibilidade dos usuários de que trata o art. 6º da minuta de resolução proposta, simultaneamente as três modalidades de contratação, de modo que as fórmulas para o cálculo da parcela de ineficiência de contratação por ultrapassagem contemplassem esse caso.

5.2. Centrais de geração:

Incluiu-se o expurgo de ultrapassagens que ocorram no período de operação em testes de novas centrais de geração, bem como daquelas associadas à realização de testes solicitados pela

ANEEL.

Além da tolerância de 1% em relação ao MUST contratado, incluiu-se dispositivo para que as centrais de geração contratem um limite mínimo de MUST, de modo que os agentes possam sempre contratar a máxima potência injetável na rede. Ademais, as centrais de geração estarão isentas da parcela de ineficiência por ultrapassagem nos períodos de testes, de forma que poderão verificar suas máximas potências injetáveis e refleti-las na contratação do MUST, sendo esta possibilidade de expurgo única para as centrais de geração.

5.3. Concessionárias de distribuição:

Foi incluído dispositivo para que os MUST contratados em mais de um ponto de conexão, com a finalidade de garantir confiabilidade ao atendimento dos usuários, não fiquem sujeitos à aplicação da parcela de ineficiência por sobrecontratação, devendo o ONS informar no relatório anual os pontos de conexão compreendidos nesta situação. Este dispositivo visa incentivar a contratação da máxima potência demandada nos pontos de conexão, cujo atendimento às cargas seja redundante, de forma que os MUST contratados sejam compatíveis com tal capacidade de atendimento e confiabilidade.

Estabeleceu-se a não aplicação da parcela de ineficiência por sobrecontratação, quando esta for ocasionada por efeitos das condições operativas estabelecidas pelo ONS.

A regra proposta foi adequada para contemplar o entendimento de que um novo ponto de conexão contratado pela distribuidora deve ter a parcela de ineficiência por sobrecontratação avaliada a partir do ano civil subsequente à data de início de contratação do MUST, de forma que a apuração de uma eventual sobrecontratação não seja comprometida caso a data para a qual está prevista a ocorrência da máxima demanda anual do novo ponto de conexão seja anterior à data de entrada em operação do novo ponto de conexão.

Definiu-se o prazo de trinta dias para isenção de parcela de ineficiência por ultrapassagem quando da realocação de MUST entre pontos de conexão novos ou existentes, sendo que essa isenção só se aplica ao ponto cujo MUST tenha sido reduzido.

6. Do acompanhamento do uso do sistema de transmissão:

Ampliou-se o escopo do relatório de acompanhamento realizado pelo ONS para unidades consumidoras e centrais de geração, de modo que a avaliação da eficiência da contratação destes usuários possua os mesmos parâmetros das distribuidoras.

7. Alterações nas possibilidades de isenções:

A REN nº 399, de 2010, previa que as parcelas de ineficiência ultrapassagem e sobrecontratação, a serem computadas pelo ONS, deveriam considerar as ocorrências na Rede Básica, Rede Básica de fronteira e DIT de forma a identificar o seu real valor, devendo, em tais casos, a não incidência da cobrança ser justificada no relatório anual elaborado pelo ONS. Além desta possibilidade, também definia que a geração despachada centralizadamente pelo ONS deveria ser considerada na apuração de sobrecontratação.

A REN nº 666, retirou a possibilidade de isenção devido a ocorrências na Rede Básica, Rede Básica de fronteira e DIT, adotando como premissa que os agentes podem fazer a contratação do MUST com a finalidade de garantir confiabilidade ao atendimento dos usuários, sendo que a parcela referente a este MUST não é sujeita à *PI_S*.

As possibilidades de isenção por ultrapassagem foram as seguintes: quando a ultrapassagem ocorrer no período de operação em teste de usinas de geração e durante a realização de teste solicitado pela ANEEL; e nos primeiros trinta dias, a partir da realocação de que trata o §5º do art. 4º, no ponto de conexão cujo MUST tenha sido reduzido.

Para a *PI_S*, a REN nº 666 passou a possibilitar a isenção para as seguintes situações: MUST contratados em mais de um ponto de conexão com a finalidade de garantir confiabilidade ao atendimento dos usuários; e quando a sobrecontratação for ocasionada por efeitos das condições operativas estabelecidas pelo ONS.

8. Alterações em resoluções vigentes:

A REN nº 666, de 2015, uniformizou em um documento as disposições relativas à contratação do uso do sistema de transmissão e das instalações destinadas a interligações internacionais. Assim, foram realizadas as seguintes alterações: (a) Revogação do art. 14 da Resolução ANEEL nº 281, de 1999; (b) Revogação da Resolução ANEEL nº 371, de 1999; (c) Revogação da REN nº 399, de 2010; (d) Revogação da REN nº 429, de 2011; (e) Revogação dos arts. 5º e 6º da REN nº 442, de 2011; (f) Determinação ao ONS de submissão à aprovação da ANEEL, em até 90 dias, da proposta de revisão dos Procedimentos de Rede contemplando o aprimoramento da regra.

3.2 PROBLEMAS INFORMADOS PELOS AGENTES QUANTO À APLICAÇÃO DA INTERVENÇÃO

Nesta seção do documento, é apresentada uma análise das demandas de agentes relativas à apuração das parcelas de ineficiência da contratação do uso do sistema de transmissão, analisando os casos de ultrapassagem, no período de 2012 a 2018, e sobrecontratação, no período de 2016 e 2018, dos montantes de uso contratados avaliados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão (SRT). Utilizou-se os processos concluídos pela superintendência como base de dados resumida. Apesar das avaliações dos casos terem ocorrido entre 2012 a 2018, as situações que foram analisadas podem ter ocorrido anteriormente a esse período.

3.2.1 Apurações de Ultrapassagem

Como foram analisadas demandas que ocorreram no período de vigência da REN nº 399, apresenta-se a seguir como ocorria a apuração da ultrapassagem em seu período e como a REN nº 666 trata esta questão.

A ultrapassagem era apurada para as seguintes situações de acordo com a REN nº 399, de 2010:

- Para as unidades consumidoras que ultrapassarem 5% do montante contratado em caráter permanente, na inexistência de contratos de uso em caráter flexível. Ou se verificar ultrapassagem do montante total contratado somados os montantes dos contratos em caráter permanente e flexível. Sendo que a execução do contrato flexível é realizada apenas quando a demanda máxima mensal medida for superior a 105% do montante contratado em caráter permanente;
- Para centrais de geração que ultrapassarem o montante total contratado, sem margem de ultrapassagem;
- Para as distribuidoras, quando houver ultrapassagem de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima em valor superior a 110% do MUST contratado.

De acordo com a REN nº 399, a situação em que poderia ocorrer isenção da cobrança da parcela de ineficiência por ultrapassagem era a seguinte:

- A *PIU* deverá considerar as ocorrências na Rede Básica, Rede Básica de fronteira e DIT de forma a identificar o seu real valor, devendo, em tal caso, a não incidência da cobrança ser justificada no

relatório anual elaborado pelo ONS.

Em relação à REN nº 666, de 2015, a descrição de como são apuradas as ultrapassagens foi apresentada na seção 2.2.

De acordo com a REN nº 666, as situações em que podem ocorrer isenção da cobrança da PI_U são as seguintes:

- Não será aplicada a parcela de ineficiência a ser cobrada da central de geração, quando a ultrapassagem ocorrer no período de operação em teste e durante a realização de teste solicitado pela ANEEL;
- Nos primeiros 30 dias a partir da realocação de que trata o §5º do art. 4º não se aplica a parcela de ineficiência de ultrapassagem no ponto de conexão cujo MUST tenha sido reduzido.

É possível observar que a REN nº 666 não possibilita a isenção da PI_U por ocorrências sistêmicas, como era apresentada na REN nº 399. No entanto, como foi apresentado na seção 3.1 relativa ao histórico de implementação da intervenção, a REN nº 666 criou a possibilidade da contratação do MUST para garantir confiabilidade ao atendimento dos usuários, portanto, as distribuidoras passaram a ter a opção de declarar esse MUST contratado com esta justificativa e não ficarem expostas à PI_U .

Analisando a base de dados, verificou-se a relação dos tipos de justificativas mais comuns dos agentes ao longo dos anos. Observando a Tabela 3.1, que apresenta os resultados da quantidade de vezes que a justificativa foi utilizada pelo agente para cada ponto de conexão, pode-se notar que as três principais justificativas utilizadas pelos agentes são, respectivamente: condições sistêmicas, ocorrência em instalação de Rede Básica e atraso em entrada de operação. Ressalta-se que os anos apresentados não são os anos da ocorrência do evento, mas sim, o ano em que o pleito do agente foi julgado e concluído, não houve nenhum pleito concluído nos anos de 2013 e 2014.

Tabela 3.1: Tipo de justificativa do Agente (ultrapassagem).

Tipo de Justificativa	2012	2015	2016	2017	2018	Total Geral
Condições sistêmicas				7	5	12
Ocorrência em instalação de Rede Básica	1		3	6	1	11
Atraso em entrada de operação				3	1	4
Alteração no SAMUST do ONS					1	1
Atendimento ao disposto nos PR. Configuração com maior probabilidade de ocorrência				1		1
Aumento do MUST contratado foi negado pelo ONS, sob condição de instalação de compensador reativo		1				1
Carga transferida para a distribuidora				1		1
Cobrança retroativa não se aplica ao agente				1		1
MUST contratado estava em consonância com a máxima potência injetada				1		1
Não migração de unidade consumidora para o ponto de conexão contratado	1					1
Pedido de alteração do MUST contratado não foi efetivado a tempo					1	1
Redução da demanda do cliente			1			1
Remanejamento de Carga		1				1
Total Geral	2	2	4	20	9	37

Este resultado encontrado para as principais justificativas pode ser explicado pelo período em que ocorreram as situações analisadas, sendo a maioria no período de vigência da REN nº 399, de 2010, anterior à REN nº 666, de 2015. Nesse período, os casos de ultrapassagem devido às ocorrências na Rede Básica, Rede Básica de fronteira e DIT, poderiam ter a não incidência da cobrança da PI_U sob a justificativa do ONS em seu relatório anual de acompanhamento das diferenças entre os MUST contratados e verificados.

Dentre os casos de condições sistêmicas, uma ocorrência que foi recorrente nos anos analisados é a situação de fluxo passante. O fluxo passante é caracterizado pela utilização de parte da rede de distribuição para escoamento de energia entre pontos de conexão com a Rede Básica, quando há inversão do sentido do fluxo em ao menos um dos pontos. Exemplificando duas ocorrências deste tipo de justificativa, em uma das ocorrências, houve desligamento de diversos circuitos concomitantemente, ocasionando inversão de fluxo em um dos pontos do agente. Para este caso, não foi possível determinar a origem específica da inversão do fluxo, com isso, a decisão da área e diretoria foi de expurgar as PI_U apuradas. Já em outro caso recorrente, o agente alega que dependendo da situação de demanda nos pontos de sua concessão, ocorre inversão de fluxo devido a condições estabelecidas pelo ONS. Neste caso, a área decidiu não acatar o pedido, visto que o regulamento vigente não possibilita isenção para eventos sistêmicos.

Analizou-se também quais os tipos de agentes que solicitaram avaliação de suas ultrapassagens. A Tabela 3.2 apresenta esse resultado.

Tabela 3.2: Tipos de agentes - ultrapassagem.

Tipo de Agente	2012	2015	2016	2017	2018	Total Geral
Distribuidora	2	2	4	14	5	27
Gerador				5	3	8
Gerador/Transmissor					1	1
Unidade Consumidora				1		1
Total Geral	2	2	4	20	9	37

Observa-se que as distribuidoras foram os agentes que mais solicitaram revisão de suas apurações da eficiência em relação às ultrapassagens.

Como o foco do trabalho não é avaliar e fiscalizar as empresas em si e, sim, mostrar o comportamento dos agentes em relação à intervenção, criou-se um código com letras e números para os nomes de cada empresa. Ao longo de todo o trabalho, utilizou-se esses códigos ao abordar análises com agentes, preservando a identidade dos agentes, pois estes podem considerar as informações sensíveis de serem divulgadas sem um acordo prévio.

Analizou-se também quais empresas apresentaram mais pontos de conexão em seus casos. A Tabela 3.3 apresenta o resultado dessa análise.

Tabela 3.3: Quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem por Agentes.

Agente	2012	2015	2016	2017	2018	Total Geral
W		1	3	3	1	8
S14		1		4		5
K			1	1	1	3
N14				2		2
O14				2		2
B				1		1
H4				1		1
F					1	1
H				1		1
J				1		1
L4				1		1
M4					1	1
S				1		1
U	1					1
P14					1	1
B1					1	1
D1				1		1
Q14	1					1
H1					1	1
R14				1		1
H11					1	1
K4					1	1
Total Geral	2	2	4	20	9	37

Analisando os dados apresentados na Tabela 3.3, as duas empresas com a maior quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem do MUST contratado são do estado de São Paulo. A S14 teve como principal justificativa a questão da ocorrência em instalação de Rede Básica, foram 3 dos 5 casos. Já a W apresentou 3 justificativas de condições sistêmicas e 3 de ocorrência em instalação de Rede Básica, do seu total de 8 casos.

O último ponto analisado em relação à ultrapassagem foram os resultados das análises dos pedidos feitos pelos agentes. Em relação a estes resultados, a Tabela 3.4 apresenta a quantidade dos resultados dos pedidos analisados. Desta análise é possível observar que a grande maioria dos pedidos foram indeferidos.

Tabela 3.4: Resultado das análises dos pedidos dos agentes - ultrapassagem.

Resultado da Análise - SRT	2012	2015	2016	2017	2018	Total Geral
Parcialmente Deferido			3	1		4
Deferido		1		5	1	7
Indeferido	2	1	1	14	8	26
Total Geral	2	2	4	20	9	37

3.2.2 Apurações de Sobrecontratação

De acordo com a REN nº 399, de 2010, a *PI_S* seria apurada para as distribuidoras, anualmente, quando houvesse sobrecontratação de demanda, caracterizada pela medição de demanda máxima anual em valor inferior a 90% do maior MUST contratado em caráter permanente no ano civil.

A REN nº 666, de 2015, manteve este texto definindo a parcela de sobrecontratação.

De acordo com a REN nº 399, os casos em que poderiam ocorrer isenção da cobrança da parcela de ineficiência por sobrecontratação *PI_S* eram os seguintes:

- A *PI_S* deverá considerar as ocorrências na Rede Básica, Rede Básica de fronteira e DIT de forma a identificar o seu real valor, devendo, em tal caso, a não incidência da cobrança ser justificada no relatório anual elaborado pelo ONS;
- A geração despachada centralizadamente pelo ONS deverá ser considerada na apuração da sobrecontratação.

Já na REN nº 666, as situações passíveis de isenção para o caso de sobrecontratação são as seguintes:

- Os MUST contratados em mais de um ponto de conexão com a finalidade de garantir confiabilidade ao atendimento dos usuários não estão sujeitos a aplicação da parcela de ineficiência por sobrecontratação, devendo o ONS informar no relatório anual de que trata o art. 20 os pontos de conexão compreendidos neste dispositivo;
- Não será aplicada a parcela de ineficiência por sobrecontratação, quando a sobrecontratação for ocasionada por efeitos das condições operativas estabelecidas pelo ONS;
- O novo ponto de conexão contratado pela distribuidora terá a parcela de ineficiência por sobrecontratação avaliada a partir do ano civil subsequente à data de início de contratação do MUST.

Analisando a base de dados, a primeira análise feita foi em relação aos tipos de justificativas dos agentes. A Tabela 3.5 apresenta a quantidade dessas justificativas ao longo dos anos. Observa-se que as três principais justificativas apresentadas pelos agentes são: sobrecontratação por confiabilidade, pontos de conexão da distribuidora compostos exclusivamente por consumidores do grupo A e a sazonalidade da carga.

Tabela 3.5: Tipo de justificativa do Agente - sobrecontratação.

Tipo de Justificativa	2016	2017	2018	Total
Sobrecontratação por Confiabilidade	1	8		9
Pontos de conexão da distribuidora compostos exclusivamente por consumidores do grupo A		7	1	8
Sazonalidade da carga		6	1	7
Geração interna reduzindo a injeção no ponto de conexão		5		5
Atraso de obras da distribuidora – ponto de conexão ainda não estava em uso		4		4
Contratação do MUST da distribuidora equivalente ao MUSD dos seus usuários		1	3	4
Erro nas medições dos valores apurados		3		3
Geração despachada centralizadamente pelo ONS		3		3
Redução de demanda do consumidor		1	1	2
Cliente que não entrou na data prevista		2		2
Mudança do horário de ponta e fora de ponta de um cliente solicitado pelo ONS		1		1
Atraso de obras de distribuidora para remanejamento de carga		1		1
Atraso de obras da transmissora para remanejamento de carga		1		1
Alteração no SIN feita pelo ONS		1		1
Total Geral	1	44	6	51

O caso de sobrecontratação por confiabilidade é uma das situações previstas na REN nº 666 passíveis de expurgo.

Quanto ao caso dos pontos de conexão compostos por consumidores exclusivos que reduziram sua demanda, as distribuidoras alegam que elas não têm gestão sobre o MUSD de seus consumidores, no entanto, a REN nº 666 prevê, no art. 4º §11, que as distribuidoras podem reduzir o MUST de forma não onerosa em valor superior a 10% por ponto de conexão para refletir redução do MUSD do seu usuário, desde que o ponto não seja compartilhado com outra distribuidora e o cliente esteja conectado de forma individual à instalação da distribuidora.

A respeito dos casos de sazonalidade da carga, são casos específicos de regiões com aumento de demanda expressivo em apenas um curto período do ano, desse modo, as distribuidoras alegam contratar o MUST superior para atender esse período.

Analisou-se também a quantidade de pontos de conexão com sobrecontratação do MUST em relação às distribuidoras nos pleitos dos agentes. A Tabela 3.6 apresenta o resultado encontrado.

Tabela 3.6: Quantidade de pontos de conexão com sobrecontratação por Agentes.

Distribuidoras	2016	2017	2018	Total Geral
H		7		7
W		5	2	7
T14		7		7
J		5		5
U		5		5
B		4		4
V		3		3
K14	1	1		2
D1		1	1	2
J14			1	1
F			1	1
I		1		1
K		1		1
C1		1		1
B1		1		1
F1		1		1
I1		1		1
R1			1	1
Total Geral	1	44	6	51

Comparando-se o ano de 2017, que foi o ano com maior quantidade de demandas analisadas (44 pontos de conexão que foram analisados), com o total de pontos de conexão existentes naquele ano (855 pontos), essa quantidade representa 5,15% deste total. Percebe-se que é uma representação pequena para a quantidade de pontos no sistema.

Em relação aos resultados dos pedidos feitos pelos agentes para os casos de sobrecontratação, a Tabela 3.7 apresenta a quantidade de cada resultado avaliado. É possível observar que a maioria dos pedidos foram indeferidos.

Tabela 3.7: Resultado das análises dos pedidos dos agentes - sobrecontratação.

Resultado da Análise - SRT	2016	2017	2018	Total Geral
Parcialmente Deferido		1		1
Indeferido		28	6	34
Deferido	1	15		16
Total Geral	1	44	6	51

3.2.3 Conclusão

Com a realização dessa estratificação das demandas apresentadas, a SRT passa a ter um melhor entendimento dos problemas apresentados pelos agentes, podendo apontar quais foram os problemas e agentes

mais recorrentes. No momento de uma avaliação mais criteriosa das definições e procedimentos para apuração da eficiência da contratação dos montantes de uso contratados da REN nº 666, essas informações serão úteis para avaliar se os agentes têm apresentado o comportamento esperado no momento de elaboração da intervenção.

Os pedidos de reanálise, tanto de ultrapassagem quanto sobrecontratação, concentram-se em certos tipos de justificativas e em certos agentes. Sob este ponto de vista, o regulamento não vem apresentando uma quantidade expressiva de demandas na área.

3.3 PROGRESSO FEITO AO LONGO DO TEMPO

Nesta seção do documento, é apresentada uma análise do comportamento da eficiência da contratação ao longo do tempo. Esta análise foi realizada com os resultados preliminares dos indicadores e resposta às perguntas relativas ao tema que foram elaboradas no documento Planejamento da ARR da Eficiência classificadas no critério **Situação Atual**.

3.3.1 Que progresso foi feito ao longo do tempo? Quantos Pontos de Conexão existiam na época da implementação da REN nº 399/10 e quantos existiam ao implementar a RENº 666/15?

A partir da base de dados enviada pelo ONS para a apuração da eficiência da contratação, calculou-se a quantidade de pontos de conexão ativos por ano. Para este cálculo, seguiu-se a seguinte metodologia no software SAS: na planilha apresentada na figura I.3, filtrou-se os dados para que fossem apresentadas, apenas para os anos, as apurações distintas de cada ponto de conexão, trazendo as informações do Ano, Tipo de Empreendimento e Código do Ponto de Conexão, nesta ordem; com essa nova planilha, através do comando de contagem dos códigos, obteve-se a quantidade de pontos apurados por ano.

Para validação desse resultado, comparou-se os valores obtidos com a base de dados considerando o ano e também o mês dos pontos apurados. Nessa comparação, levando em consideração que agentes podem descontratar pontos ao longo do ano, o último mês do ano apresenta um cenário médio da evolução da quantidade de pontos apurados durante o respectivo ano, desta maneira, comparando os dados anuais com o último mês de cada ano, os valores foram bem próximos e optou-se por adotar a quantidade de pontos de conexão anual da base de dados da apuração da eficiência da contratação do ONS obtida pela

metodologia descrita acima.

Os valores obtidos são apresentados na Tabela 3.8 e na Figura 3.1 a seguir:

Tabela 3.8: Quantidade anual de Pontos de Conexão ativos.

Ano	Quantidade de Pontos de Conexão Ativos
2010	598
2011	698
2012	780
2013	775
2014	799
2015	831
2016	854
2017	871
2018	966 ¹

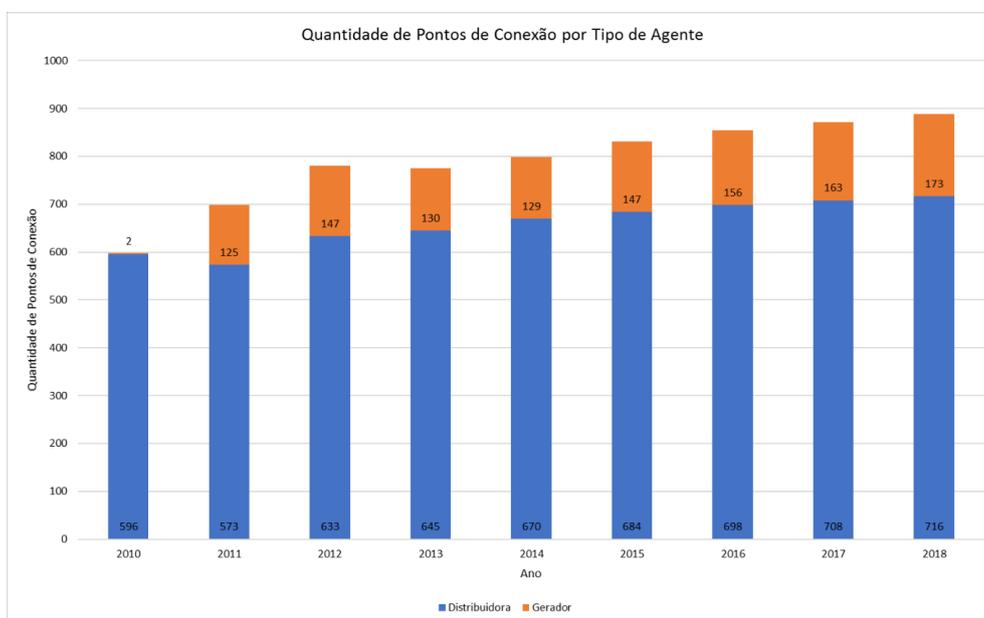


Figura 3.1: Evolução anual dos pontos de conexão ativos.

Analisando a Figura 3.1, é possível observar um aumento considerável em relação ao ano de 2010 para 2011, esse aumento deve estar ligado à implementação da REN nº 399 que consolidou o processo de apuração de ultrapassagem.

A Tabela 3.9 apresenta a quantidade de pontos de conexão ao longo dos anos para cada tipo de gerador.

¹O ano de 2018 apresentou 716 pontos de conexão de distribuidoras, 173 de geradores e 77 de unidades consumidoras. A presença das unidades consumidoras somente no ano de 2018 é explicada mais adiante no texto.

Tabela 3.9: Quantidade de pontos de conexão por tipo de gerador.

Ano	BIOMASSA	EOL	PCH	UFV	UHE	UTE	UTN	Total Geral
2010	2							2
2011	6	5			78	35	1	125
2012	7	7	3		93	36	1	147
2013	7	11	3		79	29	1	130
2014	6	15	3		75	29	1	129
2015	12	24	2	1	77	30	1	147
2016	13	26	2	1	81	32	1	156
2017	14	33	2	5	78	30	1	163
2018	14	35	2	8	80	33	1	173
Total Geral	81	156	17	15	641	254	8	1172

Pode-se observar pela Tabela 3.9 que as UHE são as principais usinas em termos de quantidade de pontos de conexão e o crescimento da participação das usinas de fontes renováveis como biomassa, eólica e solar.

Importante destacar que, segundo o ONS, as apurações relativas às unidades consumidoras só foram incorporadas ao Sistema de Apuração dos Montantes de Uso do Sistema da Transmissão (SAMUST) em junho de 2018. Deste modo, não existe um histórico de dados estruturados para os resultados da apuração totais de unidades consumidoras antes de junho de 2018. Por este motivo, não foi possível avaliar a quantidade de pontos de conexão ativos considerando as unidades consumidoras no período anterior a 2018.

Apesar de não ser possível considerar as unidades consumidoras para esta parte da análise, a partir de outra fonte de informação, buscou-se calcular a quantidade de apurações de ultrapassagem para se ter uma percepção da quantidade de pontos de conexão ativos referentes às unidades consumidoras.

Por meio das planilhas anexadas aos relatórios da PIU , enviados anualmente pelo ONS para a ANEEL, foi possível obter a quantidade de apurações com ultrapassagem do MUST contratado para as unidades consumidoras para os anos de 2015 a 2018, dentro destas apurações que tiveram adicional de EUST, estratificou-se aquelas que ultrapassaram o limite normativo de 105% do MUST contratado e tiveram a PIU apurada. A Figura 3.2 apresenta o resultado obtido.

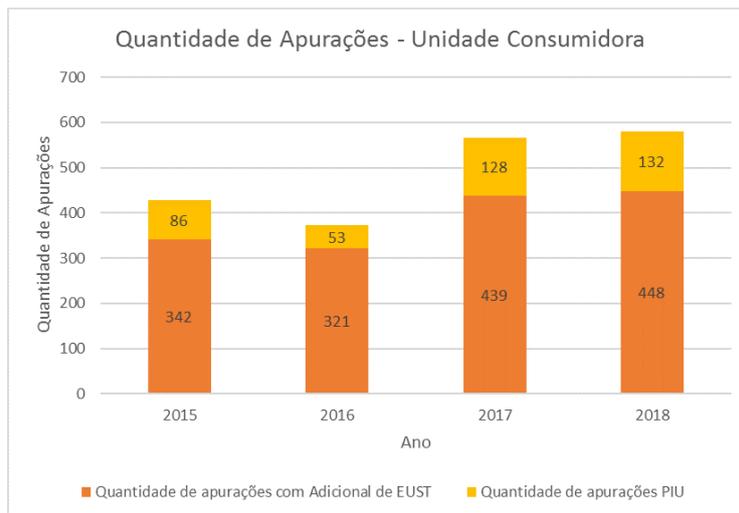


Figura 3.2: Quantidade de apurações de unidades consumidoras com ultrapassagem do MUST contratado.

Com a base de dados do ano de 2018, calculou-se que 30 dos 77 pontos de conexão de unidades consumidoras ultrapassaram, pelo menos uma vez, o limite normativo, representando 38,96% do total de pontos para este tipo de agente.

3.3.2 Quais os pontos de comparação apropriados para julgar as mudanças? Qual o contrafactual apropriado para utilizar como comparação? Qual a linha de base a ser utilizada?

Os pontos de comparação apropriados para julgar as mudanças após a implementação da intervenção são: a eficiência da contratação para o ponto de conexão, a quantidade de pontos com ultrapassagem ou sobrecontratação de demanda, a quantidade média de ultrapassagens e de sobrecontratações, a proporção de pontos dentro dos limites contratados, a relação das parcelas de ineficiência em relação ao EUST total apurado, a relação entre o total de MUST contratado pelo sistema de transmissão e a capacidade do sistema, a relação entre o aumento dos MUST contratados em relação ao aumento da ampliação da capacidade do sistema. Estes pontos de comparação fazem parte dos indicadores definidos para avaliar se os resultados da intervenção foram atingidos.

Geralmente, a linha de base de uma intervenção é o cenário previsto sem a realização da intervenção. Para isso, são definidas as metas para os indicadores da linha de base neste cenário. Estes valores de metas possibilitarão a avaliação dos resultados obtidos durante a realização da ARR. Durante o período de elaboração da REN nº 666 não foi elaborada a linha de base para ser utilizada como comparação dos

resultados obtidos com a implementação da intervenção. Deste modo, para a elaboração da linha de base desta avaliação, como a base de dados apurados possui apurações do período de vigência da REN nº 399, anterior à implementação da REN nº 666, escolheu-se utilizar os dados deste período e extrapolar-los para o período da REN nº 666 para serem utilizados como a linha de base do cenário sem a intervenção da REN nº 666, para então realizar a comparação dos resultados obtidos antes e depois da REN nº 666.

Importante destacar que, durante a elaboração da REN nº 666, não foi prevista a separação de uma amostra da população para se observar o comportamento da eficiência da contratação sem a aplicação dos incentivos econômicos presentes na intervenção. Isto posto, não é possível fazer uma análise de contrafactual para esta intervenção. Desta forma, os resultados serão analisados através da metodologia de análise comparativa dos cenários antes e depois da implementação da REN nº 666.

Baseando-se nos documentos Sistematização do Monitoramento da Eficiência da Contratação do Uso do Sistema de Transmissão – SRT/ANEEL e Planejamento da Avaliação da Eficiência da Contratação do Uso do Sistema de Transmissão – SRT/ANEEL [1], escolheu-se o Indicador de Eficiência da Contratação IEC, que corresponde à relação entre o MUST verificado e o MUST contratado para um ponto de conexão por horário de contratação (Ponta ou Fora Ponta), para ser utilizado na elaboração da linha de base. Este indicador foi escolhido porque, conforme descrito no modelo lógico da intervenção apresentado na Figura 2.5, ele apresenta informações sobre o resultado final pretendido pela intervenção, que é a contratação eficiente e racional do sistema de transmissão.

Com o indicador escolhido para ser utilizado como comparação, prosseguiu-se para a elaboração das linhas de base para cada um dos tipos de agentes (Distribuidoras, Geradores e Unidades Consumidoras) por horário de contratação.

O processo de validação e análise estatística dos dados para elaboração das linhas de base são apresentadas no apêndice deste documento. Deste modo, são apresentados os resultados obtidos com essa metodologia adotada.

3.3.2.1 Resultados obtidos - Linhas de Base

3.3.2.1.1 Distribuidoras - Posto horário Fora de Ponta

A figura 3.3 apresenta o histograma de frequência dos valores de IEC obtido para o posto horário de contratação Fora Ponta. Pode-se observar que 49,05% dos dados apurados possuem valores de IEC entre

0,9 e 1 para este posto horário.

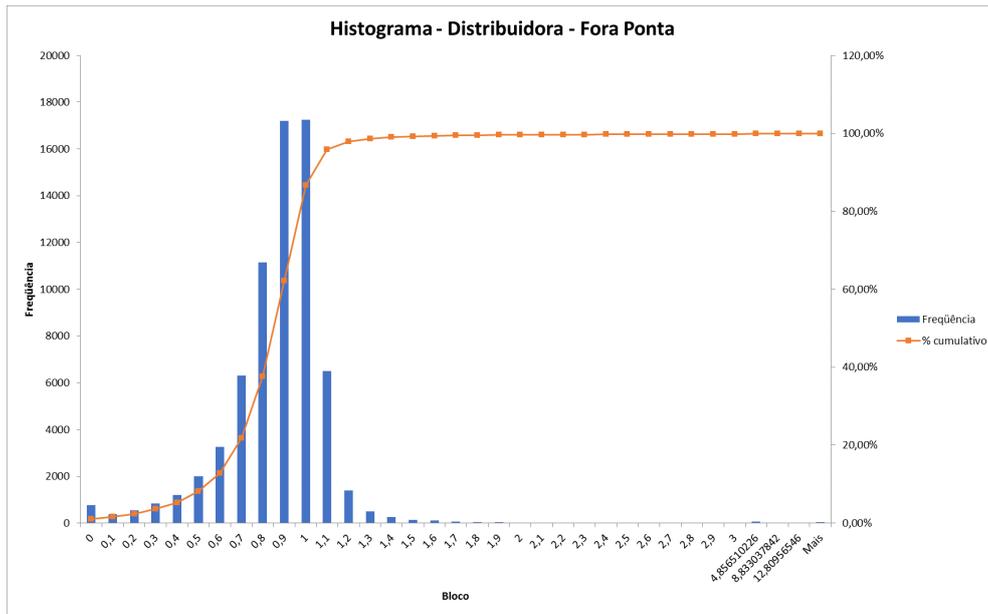


Figura 3.3: Histograma Distribuidora para o posto horário de contratação Fora Ponta.

A figura 3.4 apresenta o gráfico com os comportamentos do IEC considerando os *outliers* e retirando-os para o posto horário Fora de Ponta. Pode-se observar que os *outliers* influenciam em alguns meses de forma sazonal, principalmente o segundo semestre do ano.

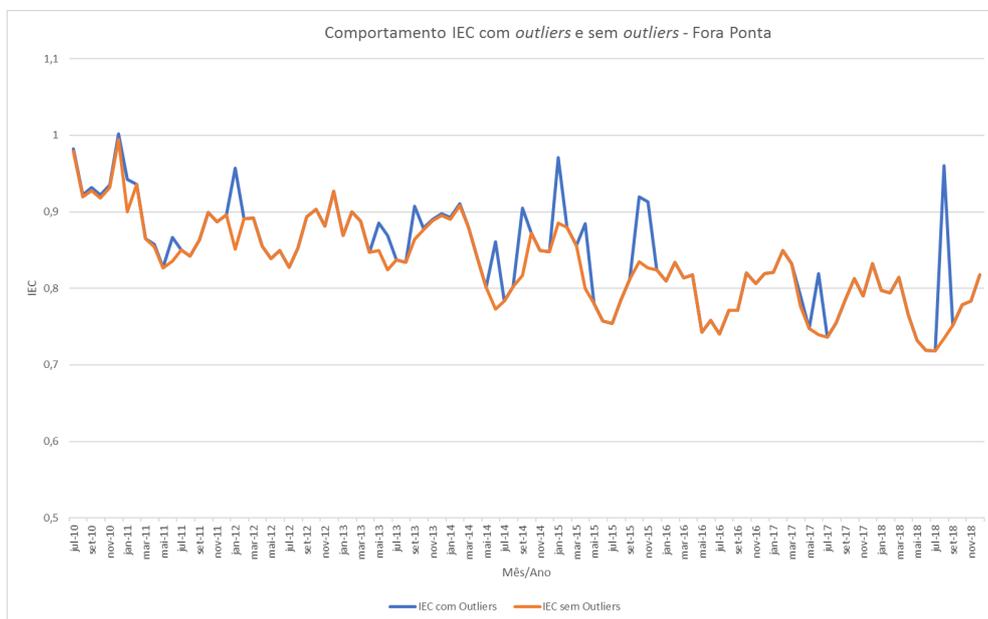


Figura 3.4: Comportamento do IEC - Distribuidora com *outliers* e sem *outliers* – Fora de Ponta.

A figura 3.5 apresenta o comportamento do IEC durante o período da REN nº 399 e a linha de tendência linear deste período juntamente com a equação desta linha para o posto horário Fora de Ponta. Ressalta-

se que os valores do eixo das abcissas não representam nenhuma grandeza real, apenas a ordenação dos pontos utilizados para o cálculo da linha de tendência. Dessa maneira, essa ressalva também é aplicada para as figuras 3.6, 3.10, 3.11, 3.15 e 3.16.

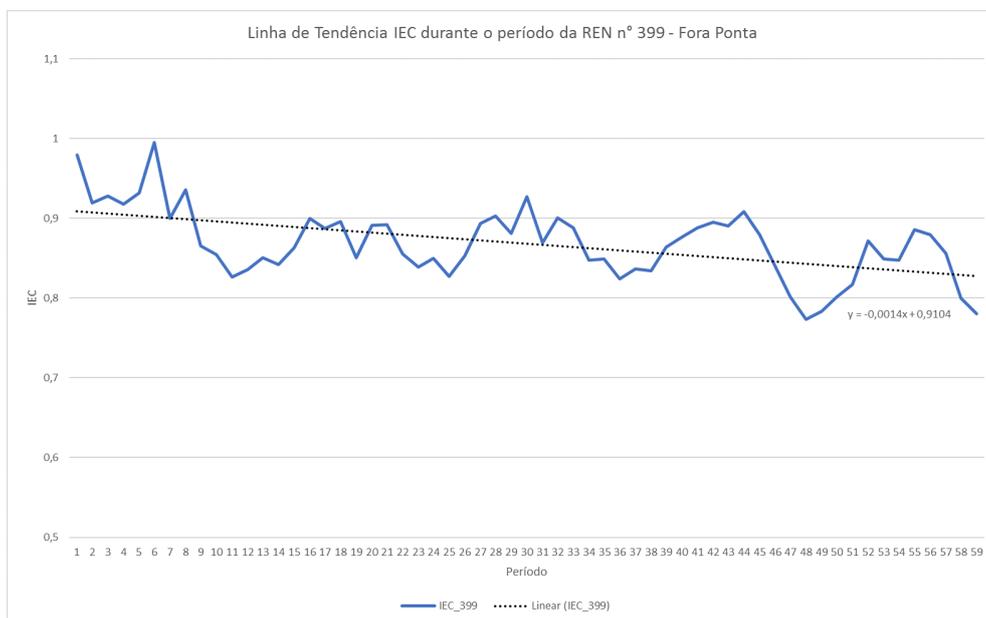


Figura 3.5: Linha de Tendência IEC – Distribuidora Fora de Ponta durante o período da REN nº 399.

A figura 3.6 apresenta o comportamento do IEC durante o período da REN nº 666 e a linha de tendência linear deste período juntamente com a equação desta linha para o posto horário Fora de Ponta.

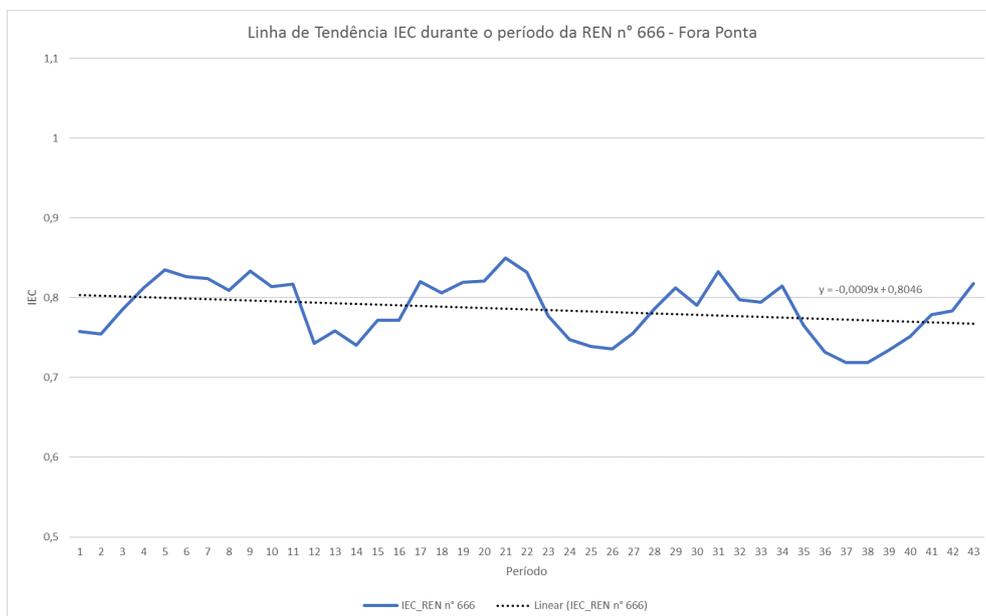


Figura 3.6: Linha de Tendência IEC – Distribuidora Fora de Ponta durante o período da REN nº 666.

A figura 3.7 apresenta os comportamentos do IEC durante o período da REN n° 399 e durante a REN n° 666, a linha de base calculada e a linha de tendência da REN n° 666. é possível observar que a linha de base calculada e a linha de tendência d REN n 666 apresentaram um comportamento de diminuição dos valores de IEC.

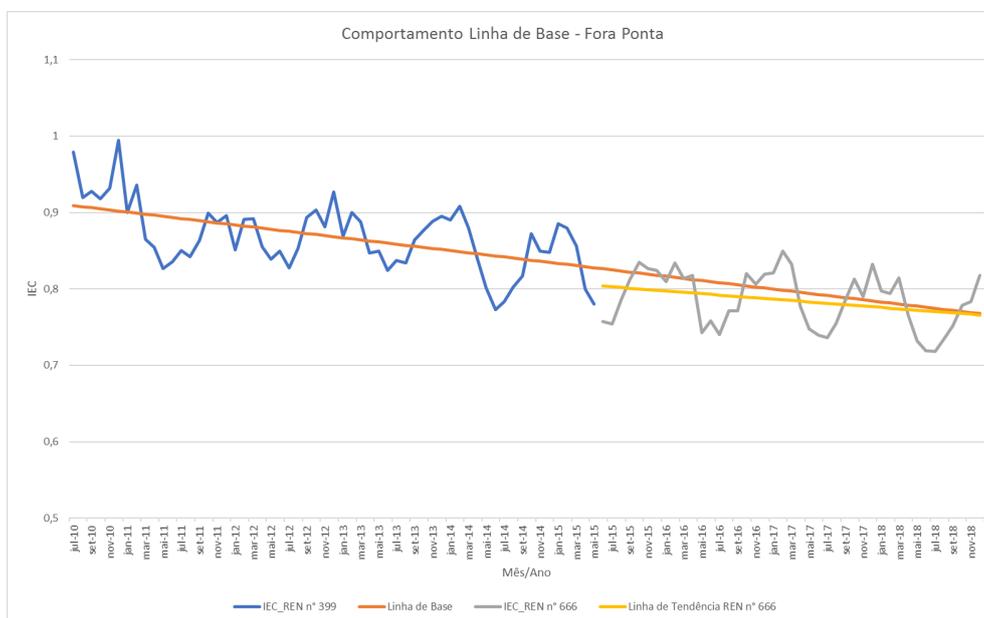


Figura 3.7: Comparação do comportamento do IEC – Distribuidora Fora de Ponta durante o período da REN n° 399 e n° 666, linha de base e linha de tendência da REN n° 666.

Mais adiante, a linha de base e a linha de tendência da REN n° 666 serão comparadas para avaliar o comportamento da eficiência da contratação com a implementação da REN n° 666 em seção específica.

3.3.2.1.2 Distribuidoras - Posto horário De Ponta

A figura 3.8 apresenta o histograma de frequência dos valores de IEC obtido para o posto horário de contratação De Ponta. Pode-se observar que 47,14% dos dados apurados possuem valores de IEC entre 0,9 e 1 para este posto horário.

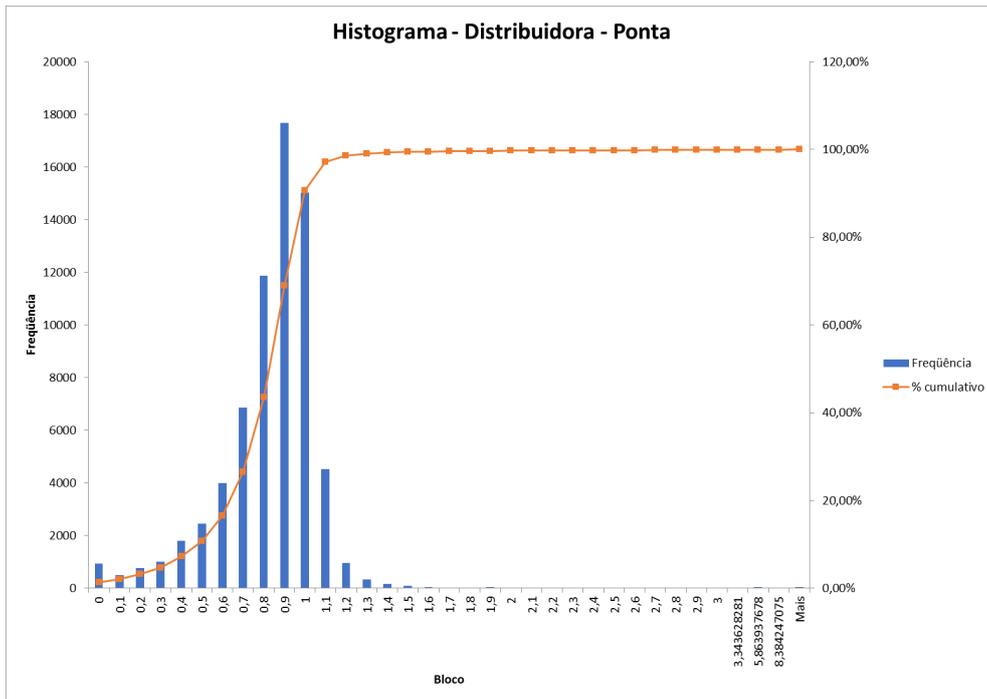


Figura 3.8: Histograma Distribuidora para o posto horário de contratação De Ponta.

A figura 3.9 apresenta o gráfico com os comportamentos do IEC considerando os *outliers* e retirando-os para o posto horário De Ponta. Pode-se observar que a influência dos *outliers* é diferente em comparação ao horário Fora de Ponta, sendo bem menor e presente majoritariamente nos anos iniciais da base de dados.

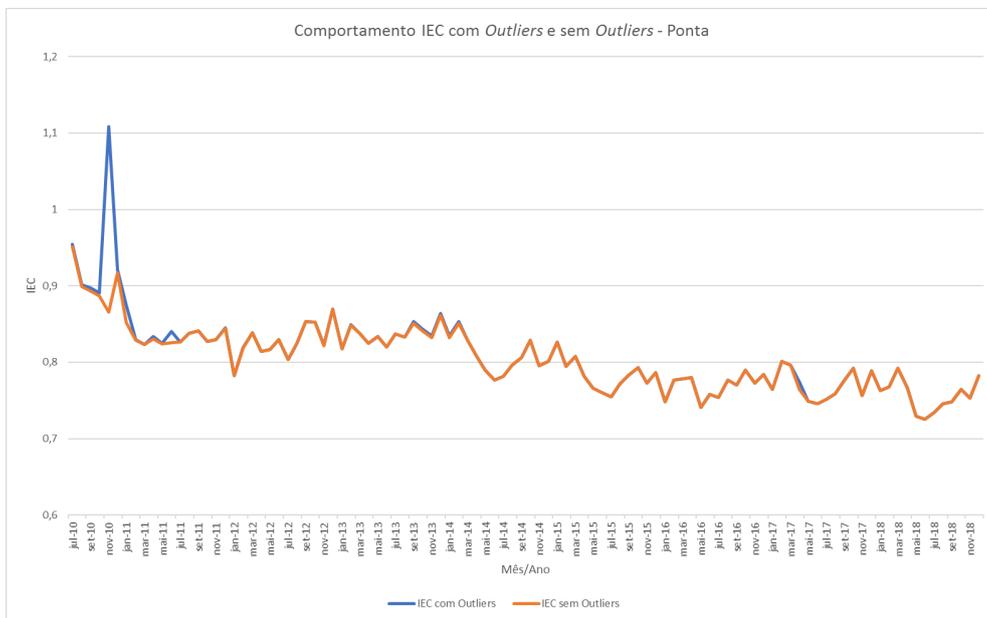


Figura 3.9: Comportamento do IEC – Distribuidora com *outliers* e sem *outliers* – De Ponta.

A figura 3.10 apresenta o comportamento do IEC durante o período da REN nº 399 e a linha de

tendência linear deste período juntamente com a equação desta linha para o posto horário De Ponta.

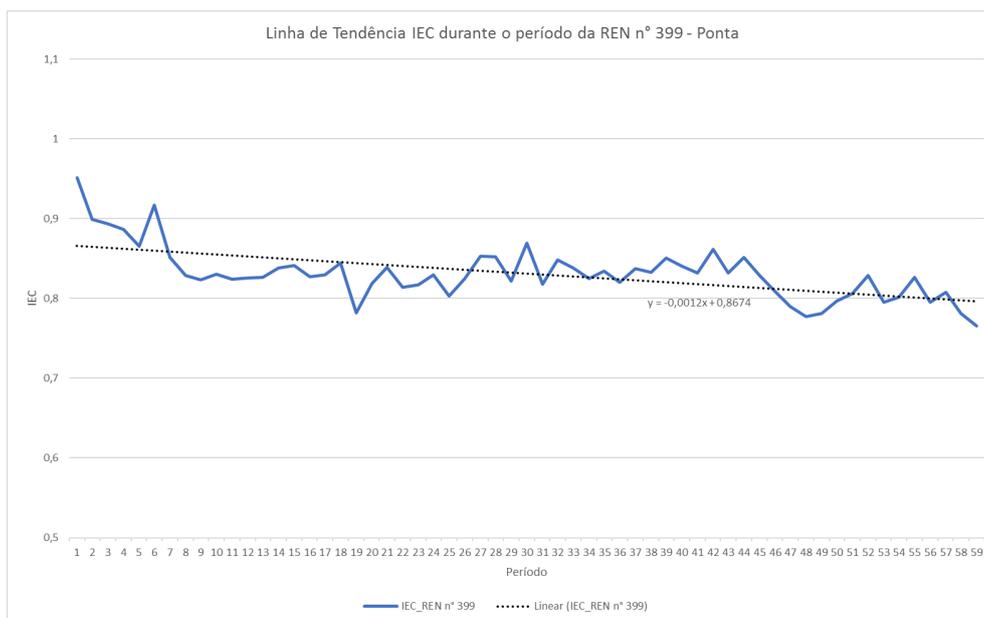


Figura 3.10: Linha de Tendência IEC – Distribuidora De Ponta durante o período da REN nº 399.

A figura 3.11 apresenta o comportamento do IEC durante o período da REN nº 666 e a linha de tendência linear deste período juntamente com a equação desta linha para o posto horário De Ponta.

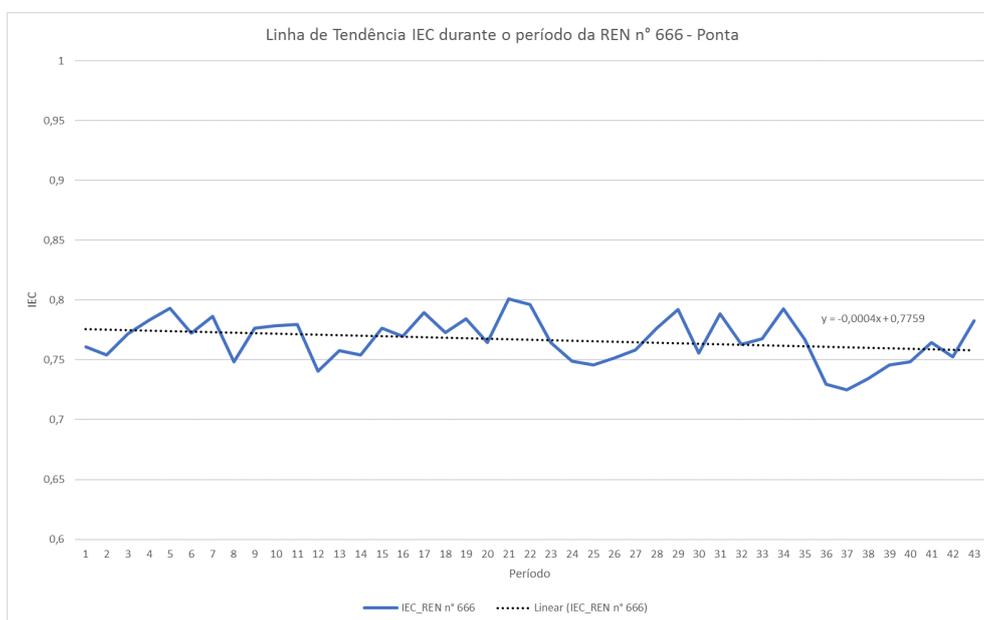


Figura 3.11: Linha de Tendência IEC – Distribuidora De Ponta durante o período da REN nº 666.

A figura 3.12 apresenta os comportamentos do IEC durante o período da REN nº 399 e durante a REN nº 666, a linha de base calculada e a linha de tendência da REN nº 666. O comportamento observado para

este posto horário foi parecido com o posto horário Fora de Ponta, com a linha de tendência da REN n° 666 apresentando um pequeno aumento em relação à linha de base calculada, a partir de junho de 2017.

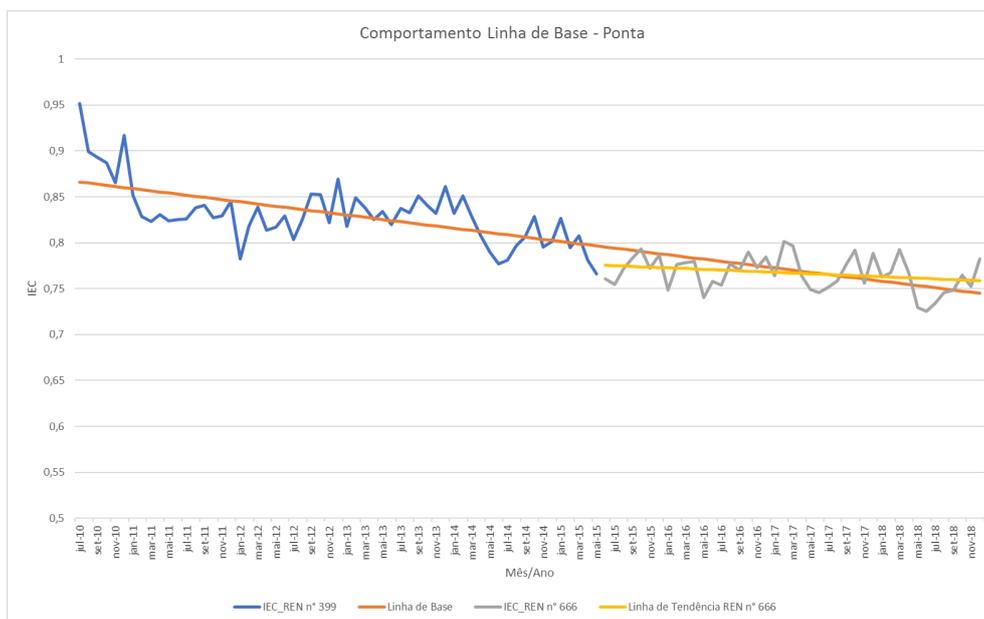


Figura 3.12: Comparação do comportamento do IEC – Distribuidora De Ponta durante o período da REN n° 399 e n° 666, linha de base e linha de tendência da REN n° 666.

Mais adiante, assim como citado na seção do posto horário Fora de Ponta, a linha de base e a linha de tendência da REN n° 666 serão comparadas para avaliar o comportamento da eficiência da contratação com a implementação da REN n° 666 em seção específica.

3.3.2.1.3 Geradores

A figura 3.13 apresenta o histograma de frequência dos valores de IEC. Pode observar que 57,06% dos dados apurados possuem valores de IEC entre 0,9 e 1.

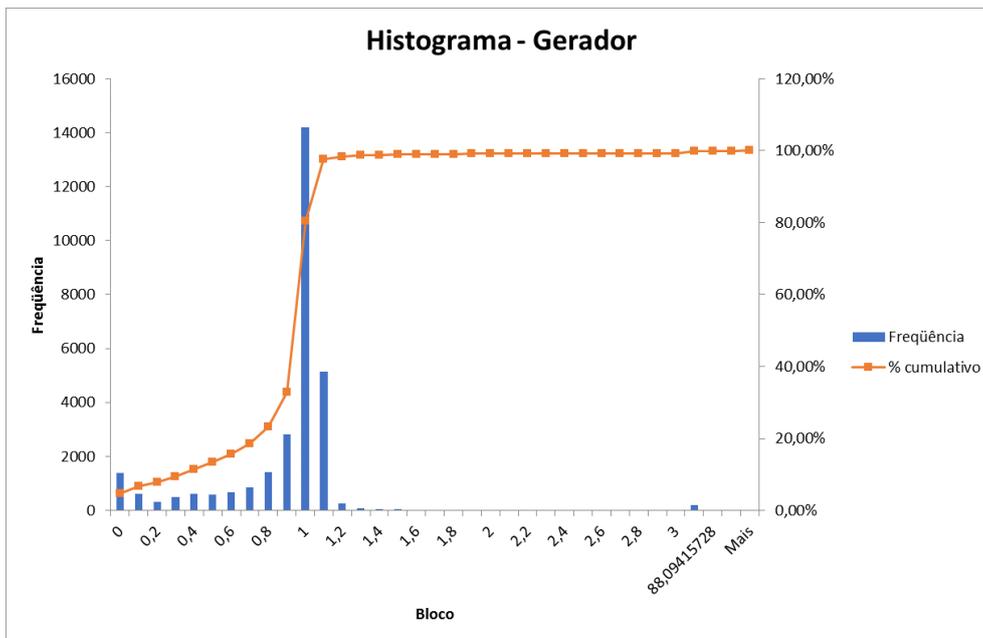


Figura 3.13: Histograma Gerador.

A figura 3.14 apresenta o gráfico com os comportamentos do IEC considerando os *outliers* e retirando-os. Pode-se observar que apesar de os *outliers* não serem muito frequentes, seus valores foram bem discrepantes da maioria dos valores apurados.

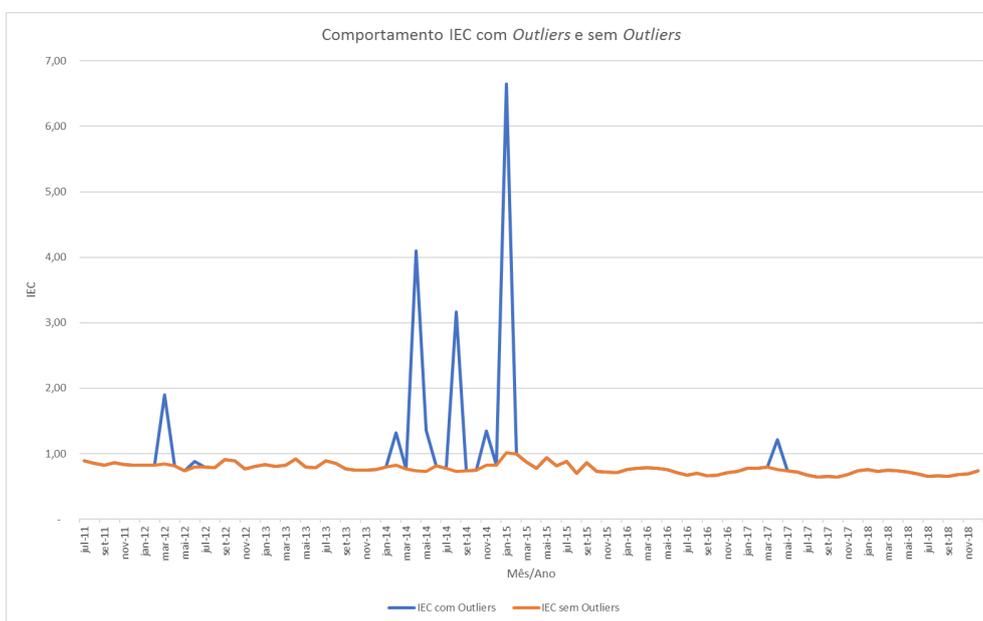


Figura 3.14: Comportamento do IEC - Gerador com *outliers* e sem *outliers*.

A figura 3.15 apresenta o comportamento do IEC durante o período da REN nº 399 e a linha de tendência linear deste período juntamente com a equação desta linha.

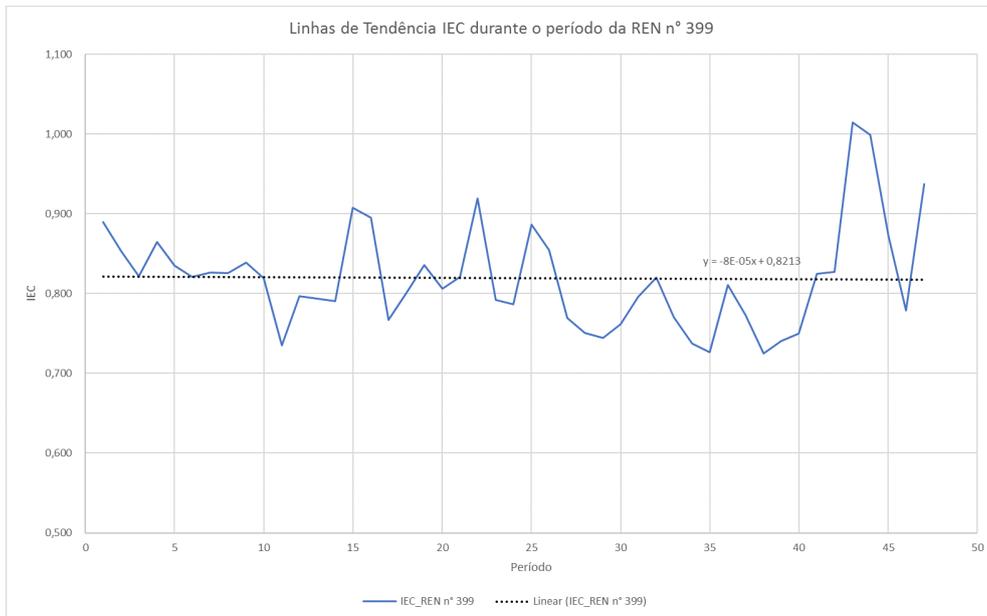


Figura 3.15: Linha de Tendência IEC – Gerador durante o período da REN nº 399.

A figura 3.16 apresenta o comportamento do IEC durante o período da REN nº 666 e a linha de tendência linear deste período juntamente com a equação desta linha.

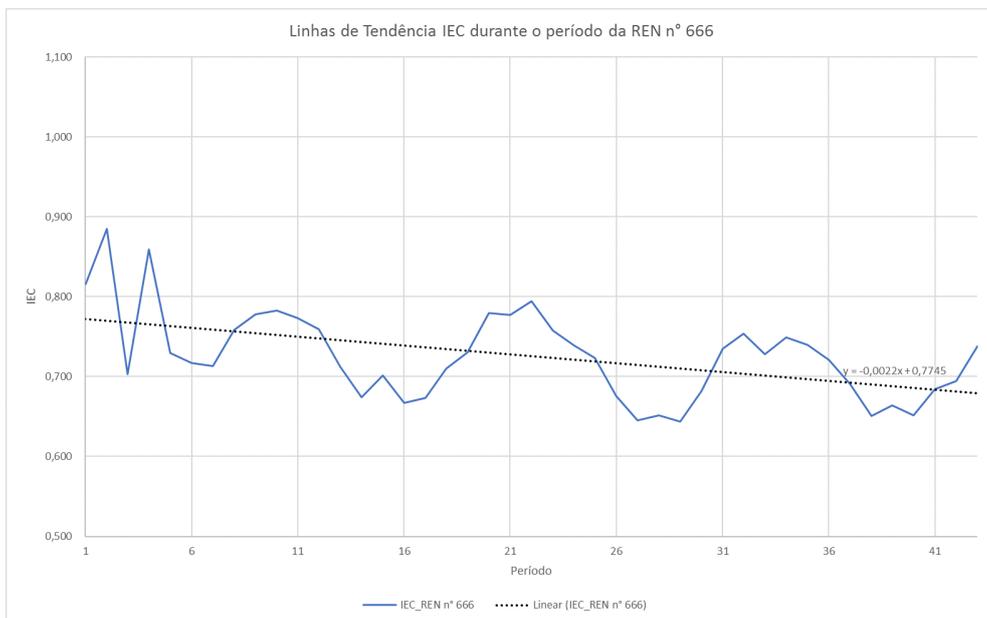


Figura 3.16: Linha de Tendência IEC – Gerador durante o período da REN nº 666.

A figura 3.17 apresenta os comportamentos do IEC durante o período da REN nº 399 e durante a REN nº 666, a linha de base calculada e a linha de tendência da REN nº 666. É possível observar que a linha de tendência da REN nº 666 apresentou um comportamento de diminuição em relação à linha de base calculada.

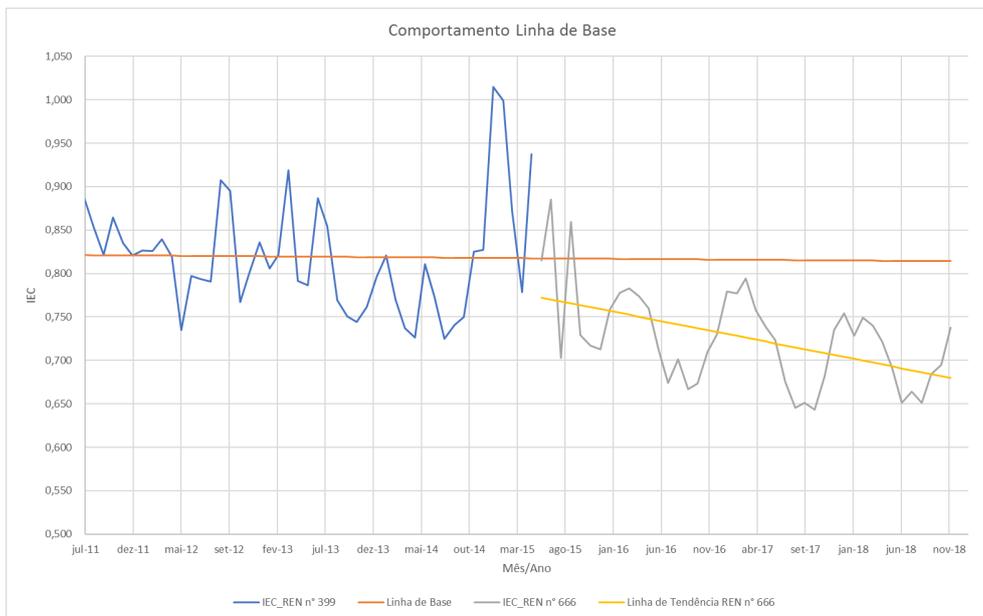


Figura 3.17: Comparação do comportamento do IEC – Gerador durante o período da REN nº 399 e nº 666, linha de base e linha de tendência da REN nº 666.

Assim como será feito para Distribuidora, a linha de base e a linha de tendência da REN nº 666 serão comparadas para avaliar o comportamento da eficiência da contratação com a implementação da REN nº 666 em seção específica.

3.3.3 Qual o comportamento da eficiência ao longo do tempo?

Primeiramente, considerando o desempenho das apurações mensais, para o comportamento da eficiência da contratação das distribuidoras, analisando a figura 3.7 para o posto horário de contratação Fora de Ponta, pode-se observar, que apesar das linhas de comportamento mostrarem certa variação sazonal, houve uma diminuição do IEC durante todo o período analisado, conforme a inclinação negativa da linha de base e da linha de tendência da REN nº 666 indicam. Pode-se observar dois patamares de valores médios de IEC, para o período da REN nº 399, o IEC médio foi aproximadamente 0,86 e, durante o período da REN nº 666, foi aproximadamente 0,78.

Para o comportamento das distribuidoras para o horário de contratação De Ponta, analisando a figura 3.12, pode-se observar que o IEC também diminuiu ao longo do período apurado para este posto horário. Além disso, pode-se observar que, durante o período da REN nº 666, o valor de IEC estabilizou-se dentro da faixa de 0,8 e 0,75. O valor do IEC médio durante o período da REN nº 399 foi aproximadamente 0,83 e, durante o período da REN nº 666, foi aproximadamente 0,77.

Para o comportamento dos geradores, analisando a figura 3.17, durante o período da REN n° 399, pode-se observar que apesar das variações indicadas pela linha de comportamento, a tendência apresentou um comportamento médio estável, com o IEC médio de aproximadamente 0,82. Já para o período da REN n° 666, o comportamento foi de diminuição e mais sazonal, apresentando um IEC médio de aproximadamente 0,73.

Considerando o desempenho anual, para obter uma análise sobre o comportamento da eficiência anual, criou-se o indicador IDMA (Indicador de Demanda Máxima Anual) que calcula, em porcentagem, a razão entre o maior valor resultante da soma, de janeiro ($i = 1$) a dezembro ($i = 12$) do MUST verificado mensal (MUST_V), para o respectivo ano, e o maior valor resultante da soma, com os mesmos limites, dos MUST contratados em caráter permanente (MUST_C), no respectivo posto horário. A fórmula do IDMA é apresentada na equação 3.1.

$$IDMA = \frac{(Max \sum_{i=1}^{12} MUST_V)}{(Max \sum_{i=1}^{12} MUST_C)} \% \quad (3.1)$$

O cálculo do IDMA para as distribuidoras e geradores foi realizada do seguinte modo: utilizando a planilha consolidada de cada tipo de agente, desconsiderando os *outliers* identificados durante a análise do indicador IEC, calculou-se, para cada mês e ano, a soma mensal dos MUST permanentes e a soma mensal dos MUST verificados, identificou-se os maiores valores desta soma de cada mês como sendo o maior valor para o respectivo ano, com isso, calculou-se o IDMA pela divisão descrita pela fórmula acima. Este procedimento foi realizado pois os valores de maior MUST contratado e verificado não são coincidentes, ou seja, não é possível calcular o IDMA pela divisão do maior MUST verificado mensal pelo maior MUST contratado. Os resultados encontrados apresentam a evolução anual da soma dos MUST contratado e verificado, o comportamento anual do IDMA e as linhas mostrando os limites normativos para cada tipo de agente.

A figura 3.18 apresenta o resultado para as distribuidoras para o posto horário Fora de Ponta. É possível observar um comportamento de aumento maior do MUST contratado do que o MUST verificado, o que se reflete em um IDMA que apresenta diminuição ao longo dos anos analisados.

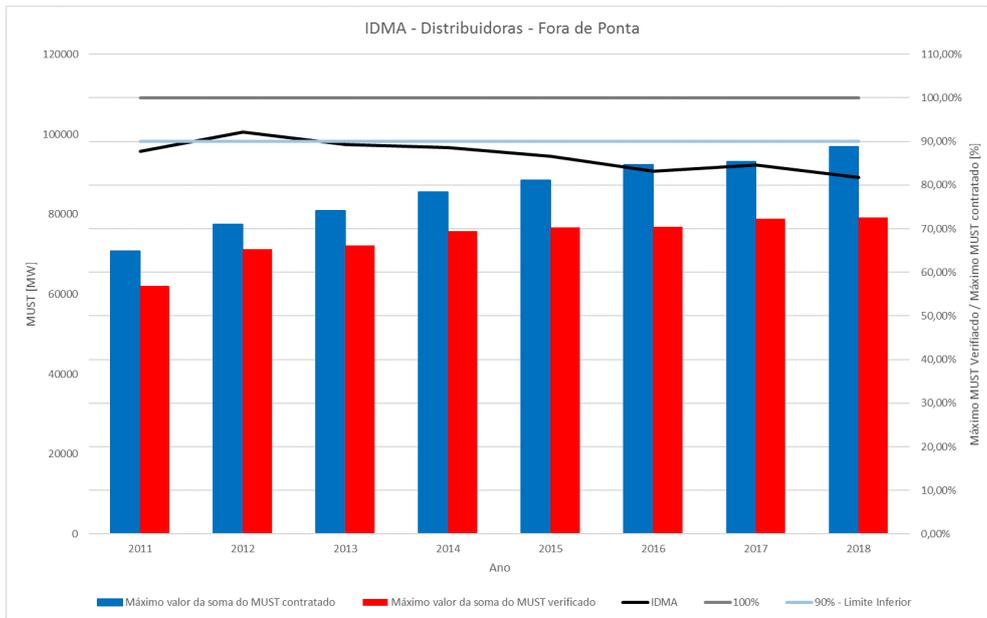


Figura 3.18: IDMA - Distribuidoras para o posto horário Fora de Ponta.

A figura 3.19 apresenta o resultado para as distribuidoras para o posto horário De Ponta. É possível observar que, para este posto horário, os MUST contratados e verificados apresentaram uma taxa de crescimento parecida até o ano de 2013 e, após esse ano, o MUST contratado aumentou mais que o MUST verificado, refletindo em uma diminuição do IDMA.

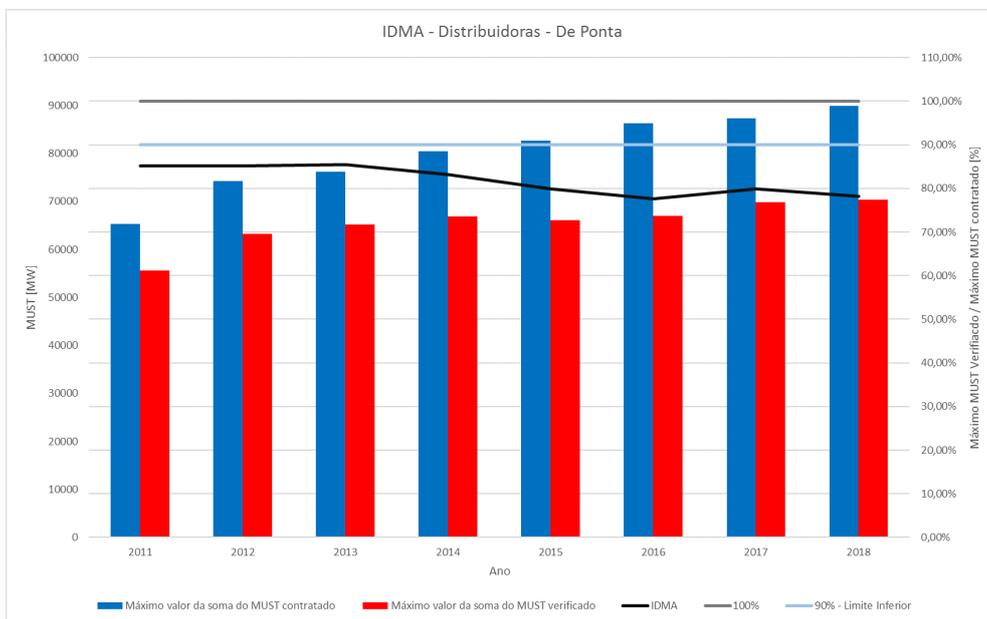


Figura 3.19: IDMA - Distribuidoras para o posto horário De Ponta.

A figura 3.20 apresenta o resultado para os geradores. É possível observar que o MUST contratado aumentou ao longo dos anos, enquanto o MUST verificado aumentou com uma taxa bem menor, com

exceção ao ano de 2015.

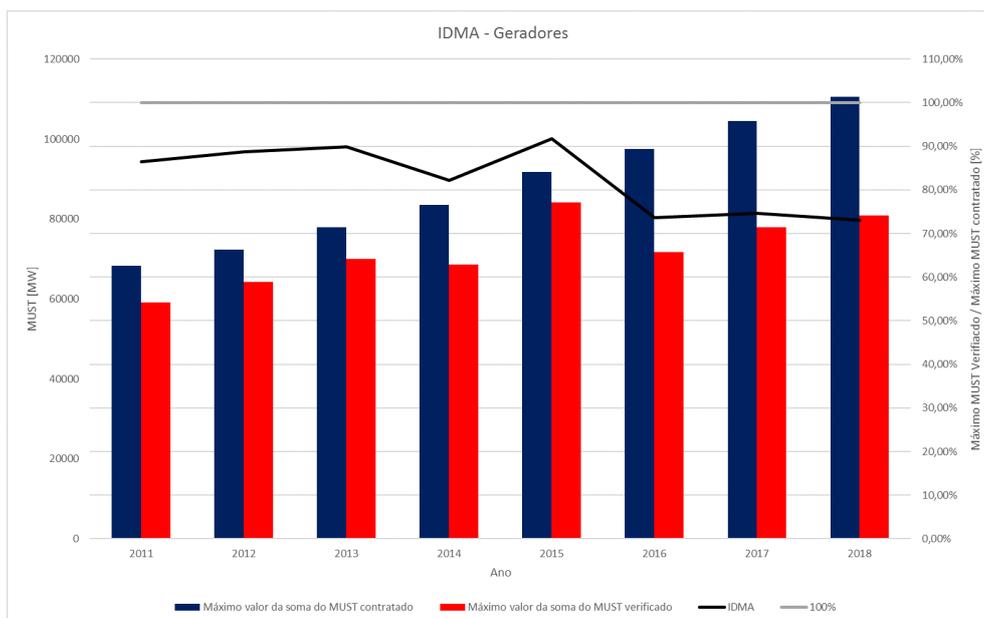


Figura 3.20: IDMA - Geradores.

A análise mais aprofundada destes resultados da eficiência da contratação será realizada na resposta à pergunta Quais foram os efeitos (quantitativos e qualitativos) da intervenção?, no capítulo 4 em que os indicadores serão analisados em conjunto para avaliar a eficácia da intervenção.

3.3.4 Qual é a situação atual das diferentes partes interessadas e como elas são afetadas pela intervenção?

Em relação aos agentes (geradores, unidades consumidoras e distribuidoras), estes são afetados pela REN nº 666 através das obrigações e procedimentos que eles devem seguir para contratação do MUST e pelos incentivos econômicos (parcelas de ineficiência) que visam a contratação eficiente destes MUST.

Sob a perspectiva econômica, a intervenção afeta diretamente os agentes por meio das parcelas de ineficiência por ultrapassagem (PI_U) e sobrecontratação (PI_S). Para analisar este impacto, realizou-se uma análise relativa ao quanto foi aplicado aos agentes.

A partir da base de dados consolidada de PI_U , calculou-se quais os valores aplicados aos agentes. A figura 3.21 apresenta o gráfico da evolução anual dos valores de PI_U , em milhões de reais (R\$), para cada tipo de agente. Ressalta-se que não existe um histórico de dados estruturados para os resultados da apuração totais de unidades consumidoras antes de junho de 2018.

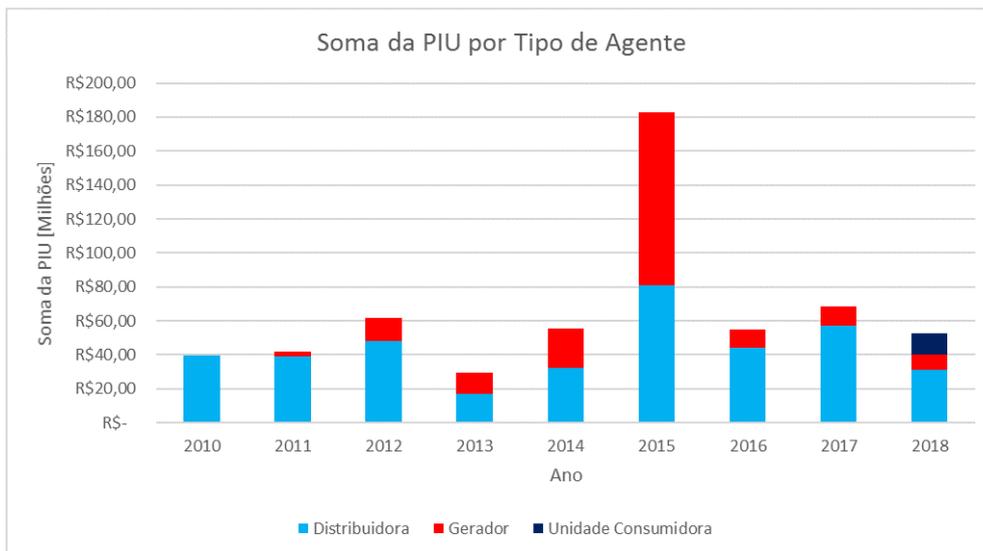


Figura 3.21: Evolução anual da soma da PI_U para cada tipo de agente.

Analisando a Figura 3.21, é possível observar que as distribuidoras são os agentes com maior representação nos valores apurados de PI_U . Para analisar melhor os valores de PI_U dos geradores, estratificou-se pelo tipo de gerador, quais os valores apurados para cada tipo. A figura 3.22 apresenta gráfico da evolução anual da soma da PI_U estratificada para cada tipo de gerador.

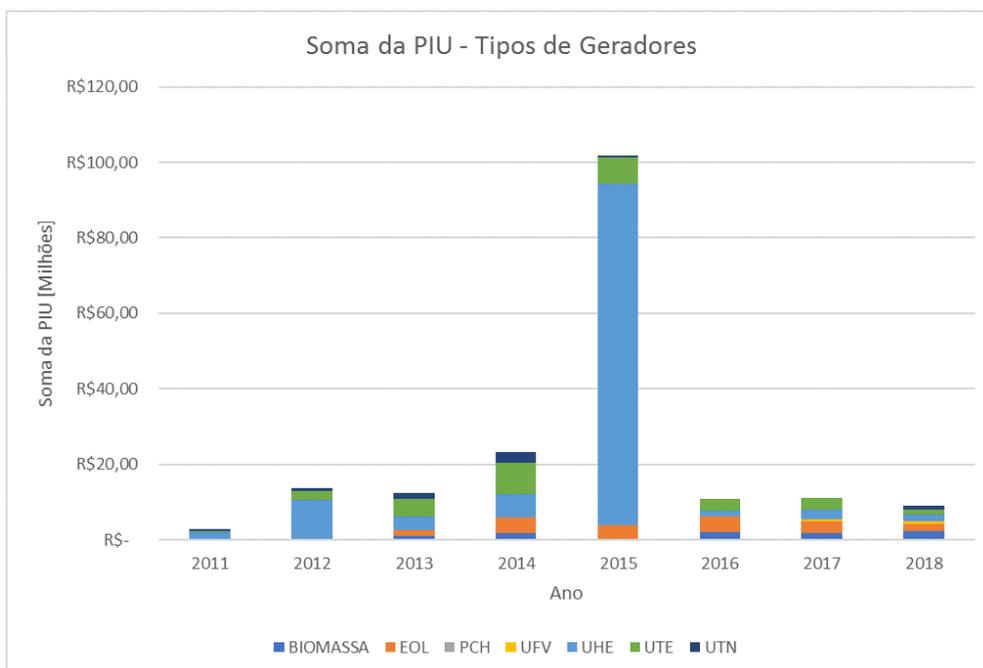


Figura 3.22: Evolução anual da soma da PI_U para cada tipo de gerador.

Analisando a Figura 3.22, tem-se que os tipos de geradores com os maiores valores de PI_U são: UHE, UTE, EOL, Biomassa, UTN, UFV e PCH, respectivamente. Além disso, é possível observar que há uma

discrepância dos valores apurados de 2015 em relação aos demais anos analisados.

Ainda utilizando a base de dados consolidada das apurações de PI_U , realizou-se as análises sobre agentes e regiões que tiveram maior participação nos valores apurados de PI_U . Ressalta-se que foi mantido o mesmo código da seção 3.2 para preservar a identidade dos agentes. A Tabela 3.10 apresenta a quantidade total de apurações de PI_U e de pontos de conexão com PI_U , considerando desde 2010 até 2018, para cada tipo de agentes. Ressalta-se que considerou-se os pontos de conexão com mais de um agente, ou seja, pontos de conexão com o mesmo código mas com empreendimentos distintos, como pontos de conexão distintos para cada um desses agentes. Essa distinção foi realizada devido aos agentes contratarem valores diferentes de MUST para cada ponto de conexão pertencente ao seu empreendimento.

Tabela 3.10: Quantidade total de apurações de PI_U e de pontos de conexão com PI_U .

Tipo de Agente	Quantidade de pontos de conexão com apuração de PI_U	Quantidade total de apurações de PI_U
Distribuidora - Fora de Ponta	415	1631
Distribuidora - De Ponta	384	1339
Geradores	344	2928

A Figura 3.23 apresenta o ranking das dez distribuidoras com os maiores valores totais de PI_U , para o posto horário Fora de Ponta.

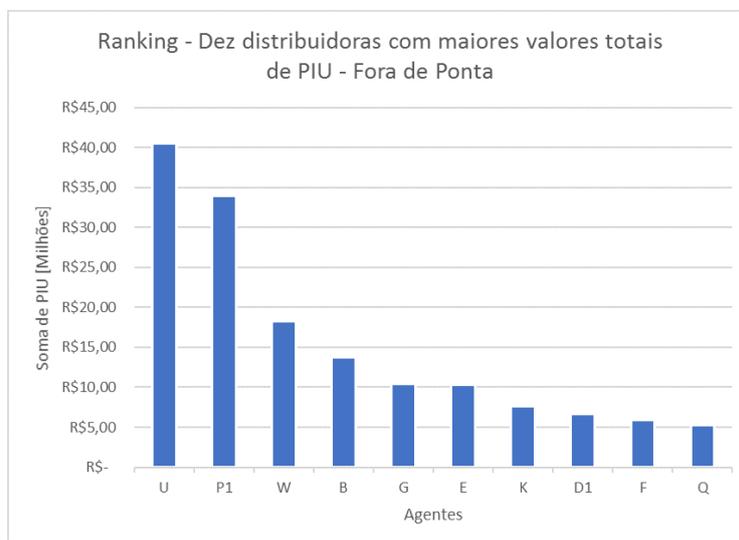


Figura 3.23: Ranking das dez distribuidoras com maiores valores totais de PI_U – Fora de Ponta.

Analisando a Figura 3.23, destacam-se os agentes U e P1 com valores totais de PI_U bem superiores aos demais agentes do ranking, representando 48,81% dos valores do ranking. Portanto, percebe-se uma concentração dos valores apurados de PI_U , para o posto horário Fora de Ponta, em alguns agentes

específicos.

A Figura 3.24 apresenta o gráfico com a representação das dez distribuidoras com a maior quantidade de pontos de conexão com apuração de PI_U , para o posto horário Fora de Ponta.

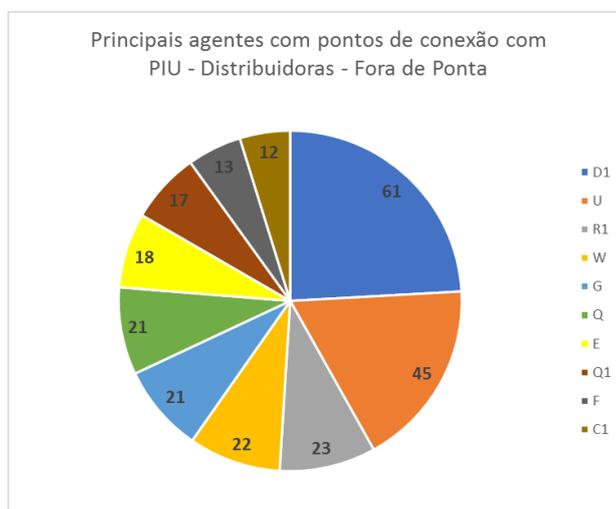


Figura 3.24: Principais agentes com pontos de conexão com PI_U – Distribuidoras – Fora de Ponta.

Analisando a Figura 3.24 e a Tabela 3.10, tem-se que 60,96% dos pontos de conexão com PI_U pertencem aos agentes apresentados na Figura 3.24. Além disso, 25,54% dos pontos de conexão com PI_U pertencem aos agentes D1 e U, demonstrando certa concentração de pontos em determinados agentes.

Em relação às regiões Centro-Oeste (CO), Norte (N), Nordeste (NE), Sudeste (SE) e Sul (S), a Figura 3.25 apresenta o gráfico com o ranking das regiões com os maiores valores de PI_U divididos pela quantidade de pontos de conexão de cada região para as distribuidoras, para o posto horário Fora de Ponta. Calculou-se o ranking com esses valores relativos, pois a região com mais pontos de conexão seria também a com maior valor total de PI_U , o mesmo foi feito para o posto horário De Ponta e para os geradores.

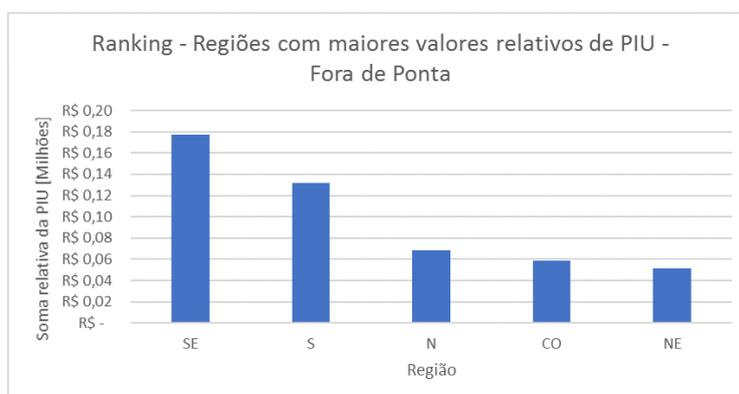


Figura 3.25: Ranking das regiões com maiores valores relativos de PI_U - Fora de Ponta.

Analisando a Figura 3.25, destaca-se a região sudeste com a maior concentração dos valores apurados, representando 36,34% do valor total. Essa concentração deve-se principalmente pela região sudeste apresentar a maior quantidade de pontos de conexão.

A Figura 3.26 apresenta a quantidade de pontos de conexão com PI_U de cada região.

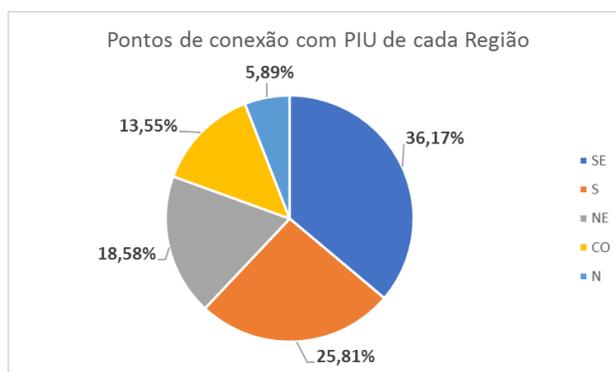


Figura 3.26: Pontos de conexão com PI_U de cada região – Fora de Ponta.

Analisando a Figura 3.26, a região sudeste destaca-se com a maior quantidade de pontos de conexão com PI_U , representando 36,17% do total de pontos de conexão para este posto horário. Novamente, demonstra-se uma concentração de pontos de conexão com PI_U em determinada região pela maior quantidade de pontos de conexão.

Em relação às distribuidoras, no horário de ponta, a Figura 3.27 apresenta o ranking das dez distribuidoras com os maiores valores totais de PI_U .

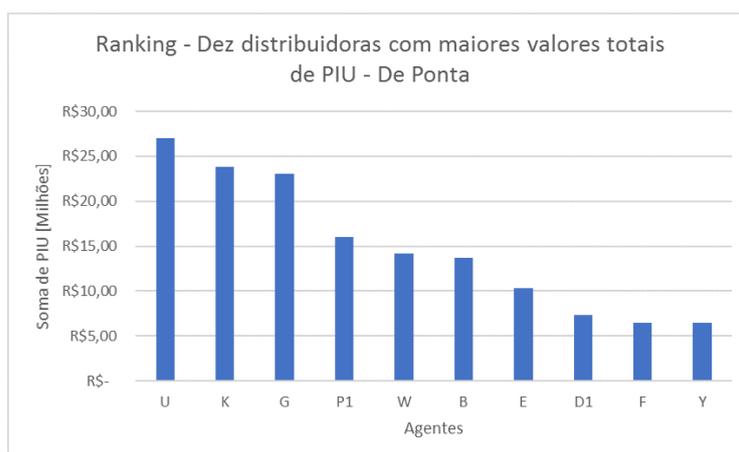


Figura 3.27: Ranking das dez distribuidoras com maiores valores totais de PI_U – De Ponta.

Analisando a Figura 3.27 destacam-se os agentes U, K e G com os maiores valores totais de PI_U do ranking, representando 49,76% dos valores do ranking, percebe-se uma concentração dos valores apurados

de PI_U em alguns agentes específicos.

A Figura 3.28 apresenta o gráfico com a representação dos dez agentes com a maior quantidade de pontos de conexão com apuração de PI_U , para o posto horário De Ponta.



Figura 3.28: Principais agentes com pontos de conexão com PI_U – Distribuidoras – De Ponta.

Analisando a Figura 3.28 e a Tabela 3.10, tem-se que 65,89% dos pontos de conexão com PI_U pertencem aos agentes apresentados na Figura 3.28. Além disso, 24,74% dos pontos de conexão com PI_U pertencem aos agentes D1 e U, comportamento parecido com o posto horário Fora de Ponta.

Em relação às regiões, para o posto horário De Ponta, a Figura 3.29 apresenta o gráfico com o ranking das regiões com os maiores valores relativos de PI_U .

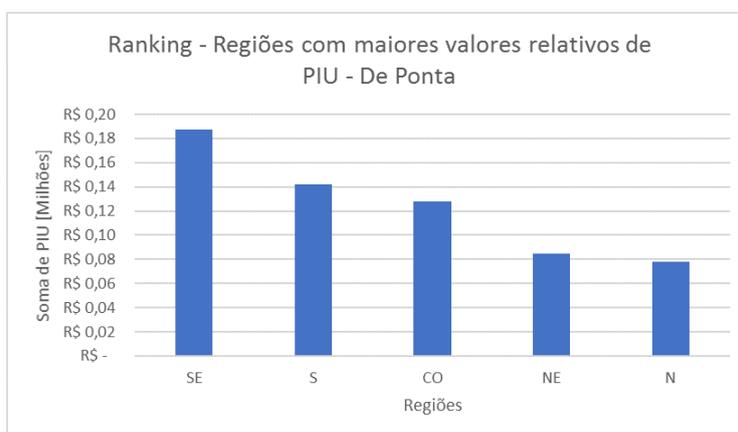


Figura 3.29: Ranking das regiões com maiores valores relativos de PI_U – De Ponta.

Analisando a Figura 3.29, destaca-se a região sudeste com a maior concentração dos valores totais apurados, representando 30,22% do valor total. Resultado parecido com o observado no posto horário Fora de Ponta.

A Figura 3.30 apresenta a quantidade de pontos de conexão com PI_U de cada região.

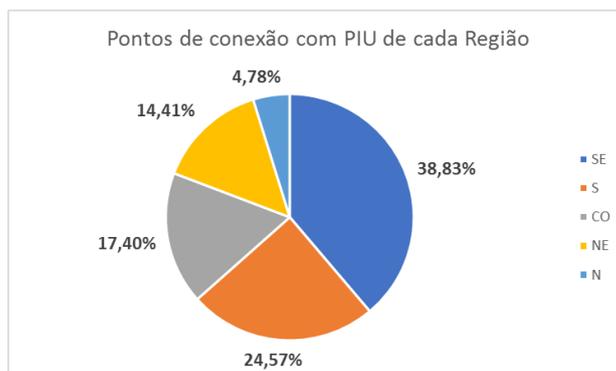


Figura 3.30: Pontos de conexão com PI_U de cada região – De Ponta.

Analisando a Figura 3.30, a região sudeste destaca-se com a maior quantidade de pontos de conexão com PI_U , representando 38,83% do total de pontos de conexão para este posto horário. Novamente, demonstra-se uma concentração de pontos de conexão com PI_U em determinada região.

Em relação aos geradores, a Figura 3.31 apresenta o ranking dos dez geradores com os maiores valores totais de PI_U .

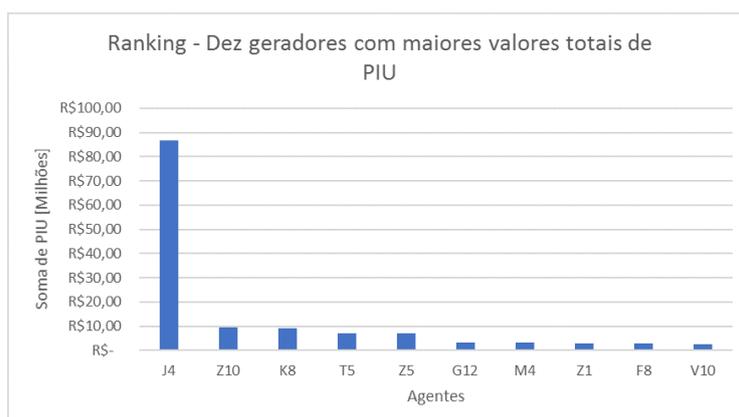


Figura 3.31: Ranking dos dez geradores com maiores valores totais de PI_U .

Analisando a Figura 3.31, destacam-se os agentes J4, Z10, K8, T5 e Z5 com valores totais de PI_U superiores aos demais valores do ranking. O valor discrepante relativo à J4 é devido à apuração de 2015 citada na análise da Figura 3.22.

A Figura 3.32 apresenta o gráfico com a representação, para os geradores, dos dez agentes com a maior quantidade de pontos de conexão com apuração de PI_U .



Figura 3.32: Principais agentes com pontos de conexão com PI_U – Geradores.

Analisando a Figura 3.32 e Tabela 3.10, tem-se que 8,14% dos pontos de conexão com PI_U pertencem aos agentes apresentados na Figura 3.32, o que demonstra um comportamento mais disperso, sem nenhum agente com quantidade de pontos de conexão com PI_U discrepante dos demais geradores.

Em relação às regiões, a Figura 3.33 apresenta o gráfico com o ranking das regiões com os maiores valores relativos de PI_U para os geradores.

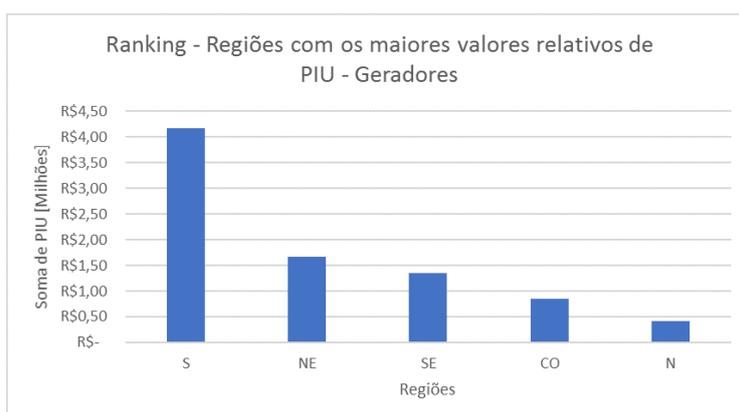


Figura 3.33: Ranking das regiões com maiores valores relativos de PI_U – Geradores.

Analisando a Figura 3.33, a região Sul destaca-se com a maior concentração dos valores totais apurados de PI_U , representando 49,37% do total dos valores apurados.

A Figura 3.34 apresenta a quantidade de pontos de conexão com PI_U de cada região.

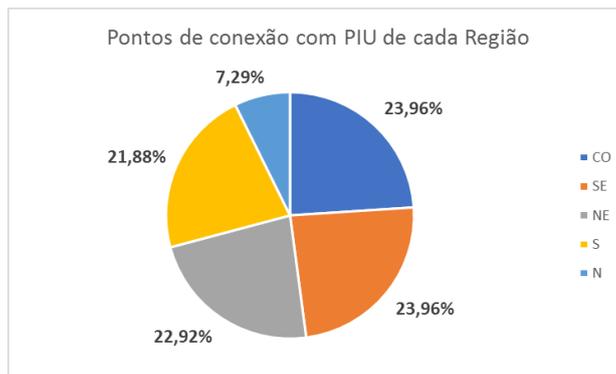


Figura 3.34: Pontos de conexão com PI_U de cada região – Geradores.

Analisando a Figura 3.34, observa-se que as regiões tiveram quantidades de pontos de conexão com PI_U parecidas, com exceção da região Norte, com bem menos pontos.

Considerando todos os pontos de conexão com PI_U das distribuidoras, para os dois postos horários, e dos geradores juntos, a Figura 3.35 apresenta os dez principais agentes com a maior quantidade de pontos de conexão com PI_U .



Figura 3.35: Dez principais agentes com pontos de conexão com PI_U .

Analisando a Figura 3.35, todos os agentes apresentados são distribuidoras e observa-se que os agentes D1 e U destacaram-se com a quantidade de pontos de conexão com PI_U bem maior que os demais agentes.

Em relação à PI_S , a partir da base de dados consolidada de PI_S , calculou-se os valores apurados para as distribuidoras para cada posto horário. Importante destacar que a PI_S começou a ser apurada efetivamente a partir do ano de 2014. As Figuras 3.36 e 3.37 apresentam a evolução anual desses valores.

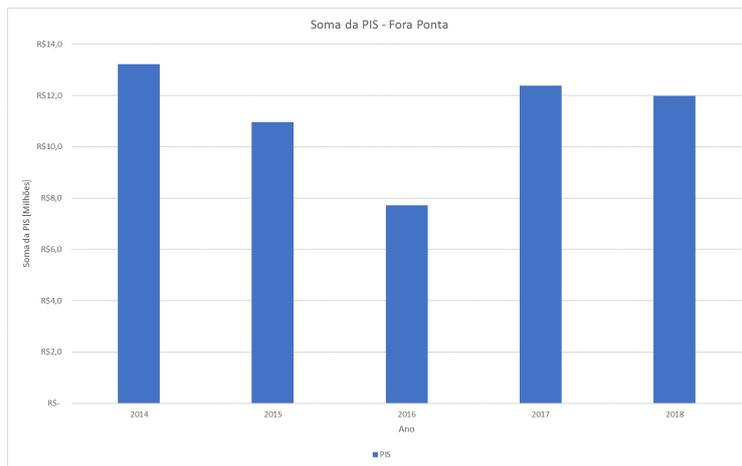


Figura 3.36: Evolução anual da soma da PI_S no posto horário Fora Ponta.

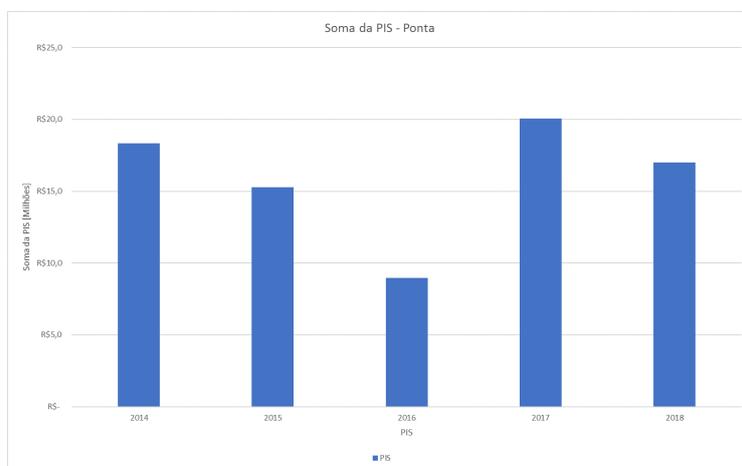


Figura 3.37: Evolução anual da soma da PI_S no posto horário Fora de Ponta.

Analisando as figuras 3.36 e 3.37, observa-se um comportamento de diminuição entre 2014 e 2016, em seguida, para 2017 e 2018, um aumento dos valores. O aumento observado para os anos de 2017 e 2018 pode ser explicado pela apuração de valores pontuais superiores ao padrão observado das demais apurações ao longo dos anos, não houve aumento da quantidade de apurações com sobrecontratação, houve um aumento nos valores das parcelas apuradas. A tabela 3.11 apresenta os dez maiores valores de PI_S apurados de 2014 a 2018, considerando os dois postos horários. É possível observar que os maiores valores se concentraram em 2017 e 2018.

Tabela 3.11: Dez maiores valores de PI_S apurados.

Ano	Posto Horário	PI_S
2018	De Ponta	R\$ 5.656.999,49
2018	Fora de Ponta	R\$ 3.966.494,40
2017	De Ponta	R\$ 3.540.464,26
2017	De Ponta	R\$ 3.450.486,18
2018	De Ponta	R\$ 3.245.677,31
2017	Fora de Ponta	R\$ 3.056.669,06
2018	Fora de Ponta	R\$ 2.233.489,07
2018	De Ponta	R\$ 2.004.503,59
2016	De Ponta	R\$ 1.971.799,20
2017	De Ponta	R\$ 1.926.318,24

Ainda utilizando a base de dados consolidada das apurações de PI_S , realizou-se as análises sobre agentes e regiões que tiveram maior participação nos valores apurados de PI_S . A Tabela 3.12 apresenta a quantidade total de apurações de PI_S para as distribuidoras para cada posto horário. Ressalta-se que considerou-se os pontos de conexão com mais de um agente, ou seja, pontos de conexão com o mesmo código mas com empreendimentos distintos, como pontos de conexão distintos para cada um desses agentes. Essa distinção foi realizada devido aos agentes contratarem valores diferentes de MUST para cada ponto de conexão pertencente ao seu empreendimento.

Tabela 3.12: Quantidade total de apurações de PI_S .

Tipo de Agente	Quantidade de pontos de conexão com apuração de PI_S	Quantidade total de apurações de PI_S
Distribuidoras - Fora de Ponta	156	278
Distribuidoras - De Ponta	224	387

A Figura 3.38 apresenta o ranking das dez distribuidoras com os maiores valores totais de PI_S , para o posto horário Fora de Ponta.

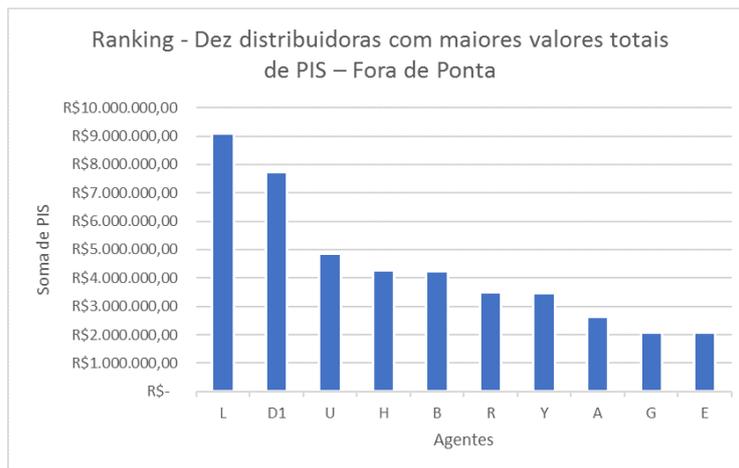


Figura 3.38: Ranking das dez distribuidoras com maiores valores totais de PI_S – Fora de Ponta.

Analisando a Figura 3.38, destacam-se os agentes L e D1 com valores totais de PI_S superiores aos demais valores do ranking, representando 38,28% dos valores do ranking.

A Figura 3.39 apresenta o gráfico com a representação das dez distribuidoras, para esse posto horário, com a maior quantidade de pontos de conexão com apuração de PI_S .



Figura 3.39: Principais agentes com pontos de conexão com PI_S – Distribuidoras – Fora de Ponta.

Analisando a Figura 3.39 e a Tabela 3.12, tem-se que 60,26% dos pontos de conexão com PI_S pertencem aos agentes apresentados na Figura 3.39. Além disso, 25,54% dos pontos de conexão com PI_S pertencem aos agentes D1 e U, demonstrando certa concentração de pontos em determinados agentes.

Em relação às regiões, a Figura 3.40 apresenta o gráfico com o ranking das regiões com os maiores valores relativos de PI_S para as distribuidoras, para o posto horário Fora de Ponta.

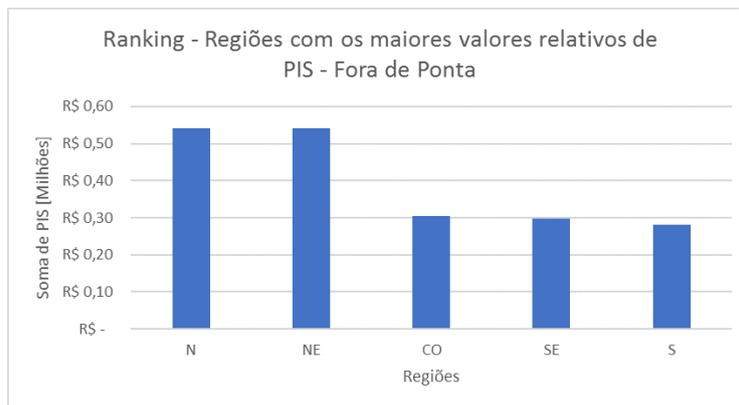


Figura 3.40: Regiões com maiores valores relativos de PI_S - Fora de Ponta.

Analisando a Figura 3.40, observa-se que as regiões Norte e Nordeste apresentaram os maiores valores relativos apurados.

A Figura 3.41 apresenta a quantidade de pontos de conexão com PI_S de cada região para o posto horário Fora de Ponta.

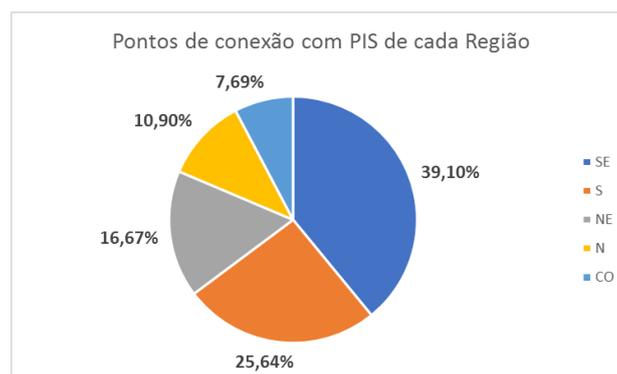


Figura 3.41: Quantidade de pontos de conexão com PI_S de cada região – Fora de Ponta.

Analisando a Figura 3.41, observa-se que a região Sudeste apresentou a maior quantidade de pontos de conexão com PI_S , seguida da região Sul, sendo que essas duas regiões juntas representaram 64,74% dos pontos de conexão com PI_S para o posto horário Fora de Ponta.

A Figura 3.42 apresenta o ranking das dez distribuidoras com os maiores valores totais de PI_S , para o posto horário De Ponta.

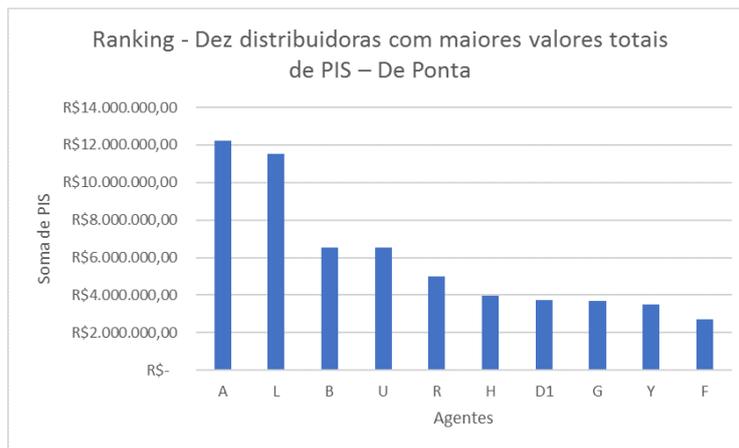


Figura 3.42: Ranking das dez distribuidoras com maiores valores totais de PI_S - De Ponta.

Analisando a Figura 3.42, destacam-se os agentes A e L com valores totais de PI_S bem superiores aos demais valores do ranking, representando 39,99% dos valores do ranking.

A Figura 3.43 apresenta o gráfico com a representação das dez distribuidoras, para esse posto horário, com a maior quantidade de pontos de conexão com apuração de PI_S .

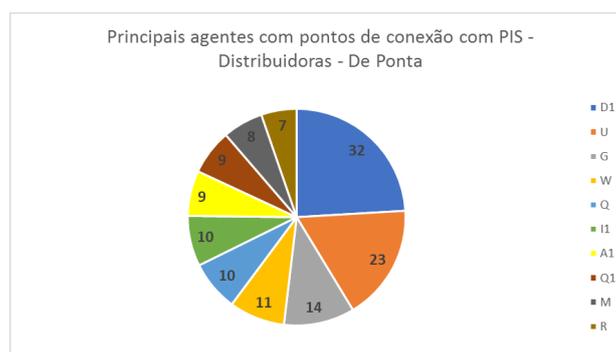


Figura 3.43: Principais agentes com pontos de conexão com PI_S - Distribuidoras - De Ponta.

Em relação às regiões, a Figura 3.44 apresenta o gráfico com o ranking das regiões com os maiores valores relativos de PI_S para as distribuidoras, para o posto horário De Ponta.

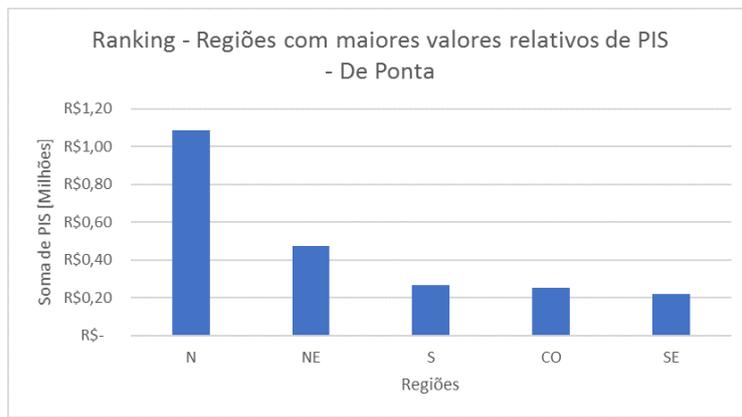


Figura 3.44: Regiões com maiores valores relativos de PI_S - De Ponta.

Analisando a Figura 3.44, observa-se que as regiões Norte e Nordeste apresentaram os maiores valores relativos apurados.

A Figura 3.45 apresenta a quantidade de pontos de conexão com PI_S de cada região para o posto horário De Ponta.

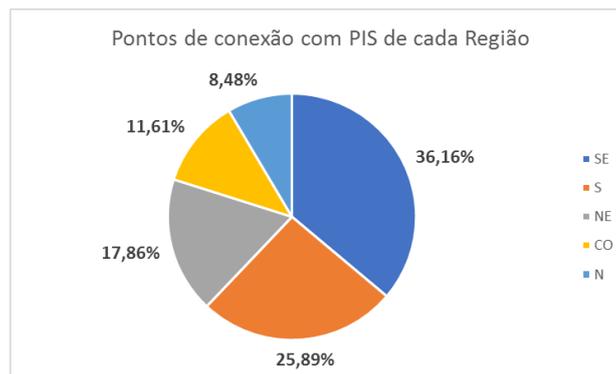


Figura 3.45: Quantidade de pontos de conexão com PI_S de cada região – De Ponta.

Analisando a Figura 3.45, observa-se que a região Sudeste apresentou a maior quantidade de pontos de conexão com PI_S , representando 36,16% dos pontos.

Em relação a todos os pontos de conexão das distribuidoras com PI_S , considerando os dois postos horários, a Figura 3.46 apresenta os dez principais agentes com a maior quantidade de pontos de conexão com PI_S .

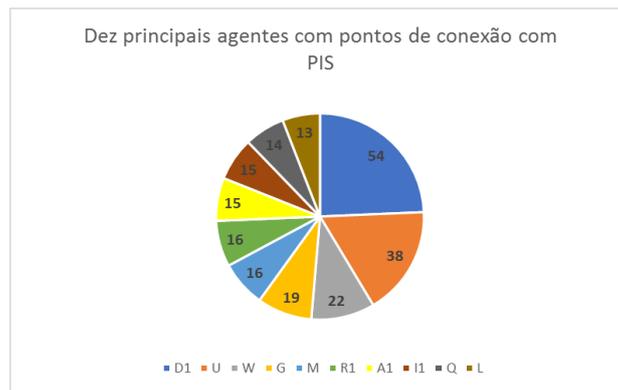


Figura 3.46: Dez principais agentes com PIS .

Analisando a Figura 3.46, destacam-se os agentes D1 e U com as maiores quantidades de pontos de conexão com PIS .

Em relação ao ONS, este também é afetado através das obrigações e procedimentos que devem ser realizados (celebração de contratos, apuração dos montantes de uso, elaboração de relatórios).

4 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DE RESULTADOS

Neste capítulo, as respostas às perguntas relativas à Eficácia da REN nº 666 são apresentadas. O capítulo é dividido em seções e, em cada seção, são apresentadas as perguntas relacionadas e as análises realizadas, com base no documento do Planejamento da ARR da Eficiência da Contratação [1].

4.1 QUAL O EFEITO DO REGULAMENTO SOBRE A PARCELA DE INEFICIÊNCIA POR ULTRAPASSAGEM? ESTA É UM INCENTIVO RELEVANTE EM BUSCA DE UMA CONTRATAÇÃO EFICIENTE DO SISTEMA?

A resposta para esta pergunta utilizaria o Indicador de Apuração das Parcelas de Ineficiência por Ultrapassagem (APIU), este indicador apresenta o quanto a PIU está relacionada com os encargos pagos pelos agentes e é calculado pela fórmula apresentada na equação 4.1:

$$APIU = \frac{\sum_{i=1}^{12} PIU}{\sum_{i=1}^{12} EUST} \% \quad (4.1)$$

Os valores dos índices correspondem aos meses do ano, no caso, $i = 1$ corresponde ao mês de janeiro, até $i = 12$, que corresponde a dezembro.

Apesar de solicitada a informação sobre os EUST permanentes de cada ponto de conexão apurados na base de dados enviada pelo ONS, não foi possível obter essa informação porque, segundo o ONS, os dados de EUST permanente, armazenados pelo sistema de Apuração Mensal de Serviços e Encargos (AMSE), não possuem um formato totalmente compatível com os demais sistemas utilizados pelo ONS, tornando inviável a consolidação destes com os demais dados solicitados. Além disso, foi destacado que o esforço para compatibilizar os dados desses sistemas não garantiria o resultado correto em virtude de alterações cadastrais ao longo dos anos e da diferença de modelagem das informações. Em vista disso, não foi possível calcular o indicador APIU para responder a esta pergunta.

Quanto à relevância da PIU em busca de uma contratação mais eficiente do sistema, tem-se que o principal objetivo dessa parcela de ineficiência é sinalizar aos agentes que sua contratação não foi adequada, podendo causar restrições de atendimento aos usuários. Além disso, possibilita ao ONS identificar se há

uso superior ao contratado no CUST e verificar se há necessidade de ampliações ou reforços na região para atendimento aos usuários. Importante destacar que o incentivo da PIU já existia desde a REN nº 399 de 2010, sendo que a REN nº 666, de 2015, alterou os valores limites para incidência da parcela e as possibilidades de isenções.

Utilizando o Indicador de Ultrapassagens de Demanda (IUD), o qual relaciona a quantidade de pontos de conexão ativos que ultrapassaram o MUST contratado (NPU) com a quantidade total de pontos de conexão ativos da segregação (NPC) para cada posto horário de contratação, a fórmula do cálculo é apresentada na equação 4.2, é possível observar se a PIU contribuiu para a diminuição das ocorrências de ultrapassagem ou não. Destaca-se que, caso um ponto de conexão tenha ultrapassado seu MUST contratado mais de uma vez durante o ano, para o cálculo do indicador, considera-se apenas como uma ultrapassagem para tal ano.

$$IUD = \frac{NPU}{NPC} \% \quad (4.2)$$

As Figuras 4.1 e 4.2 apresentam os resultados para as distribuidoras para cada posto horário e a Figura 4.3 apresenta o resultado para os geradores.

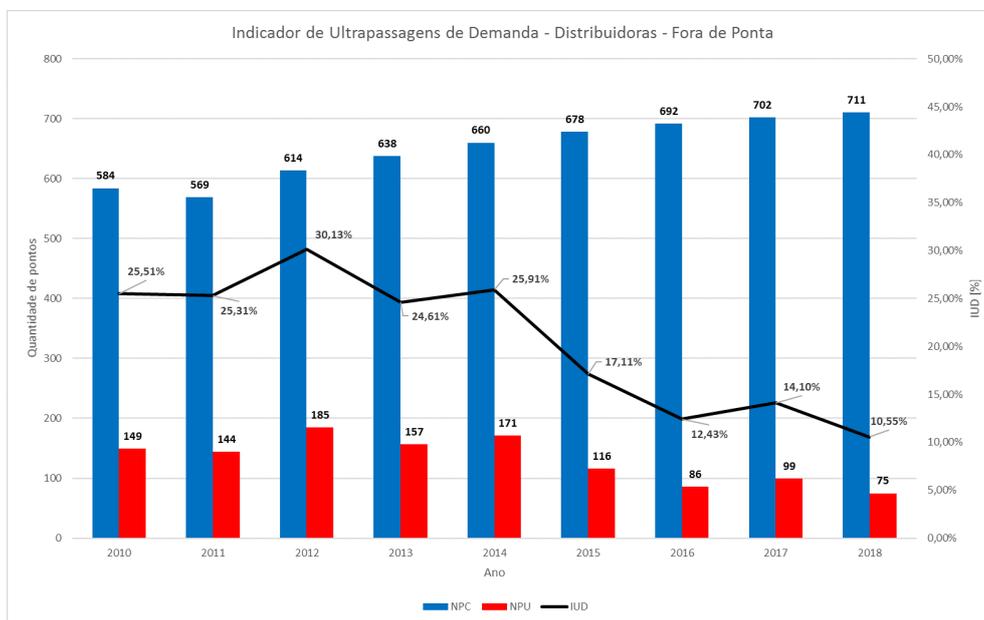


Figura 4.1: IUD – Distribuidoras - Fora de Ponta.

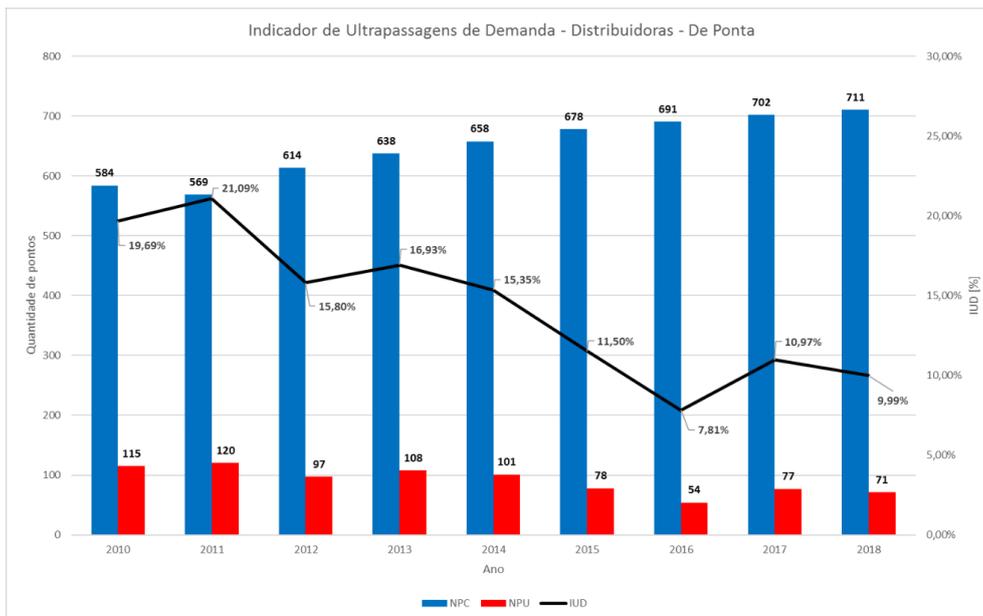


Figura 4.2: IUD – Distribuidoras - De Ponta.

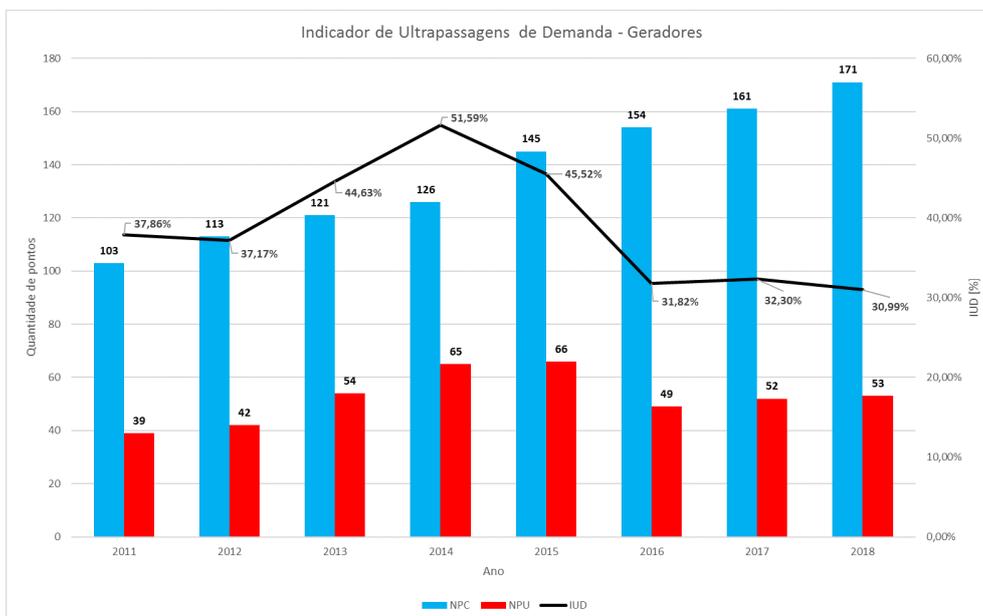


Figura 4.3: IUD – Geradores.

Para as distribuidoras, é possível observar um comportamento parecido para os dois postos horários, apesar de certas variações, o IUD diminuiu. Este comportamento é decorrente tanto da diminuição da quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem como do aumento da quantidade total de pontos de conexão ativos. Para o posto horário Fora de Ponta, quantidade total de pontos de conexão aumentou 21,75% de 2010 para 2018, enquanto a quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem diminuiu 49,66% no mesmo período. E para o posto horário de Ponta, quantidade total de pontos de conexão

apresentou o mesmo comportamento do posto horário Fora de Ponta, enquanto a quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem diminuiu 38,26%.

Para os geradores, o comportamento foi diferente. De 2011 a 2015, o IUD aumentou, em decorrência do aumento da quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem e, de 2015 a 2018, diminuiu e depois se estabilizou, a quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem se manteve sem grandes variações após 2015. A Figura 4.4 apresenta a quantidade de pontos com ultrapassagem estratificada por tipo de gerador ao longo dos anos. O aumento da quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem ocorreu majoritariamente pelo aumento da quantidade de ultrapassagens de geradores eólicos, seguido pelas usinas térmicas, hidrelétricas e de biomassa, respectivamente, conforme é apresentado na Figura 4.5.

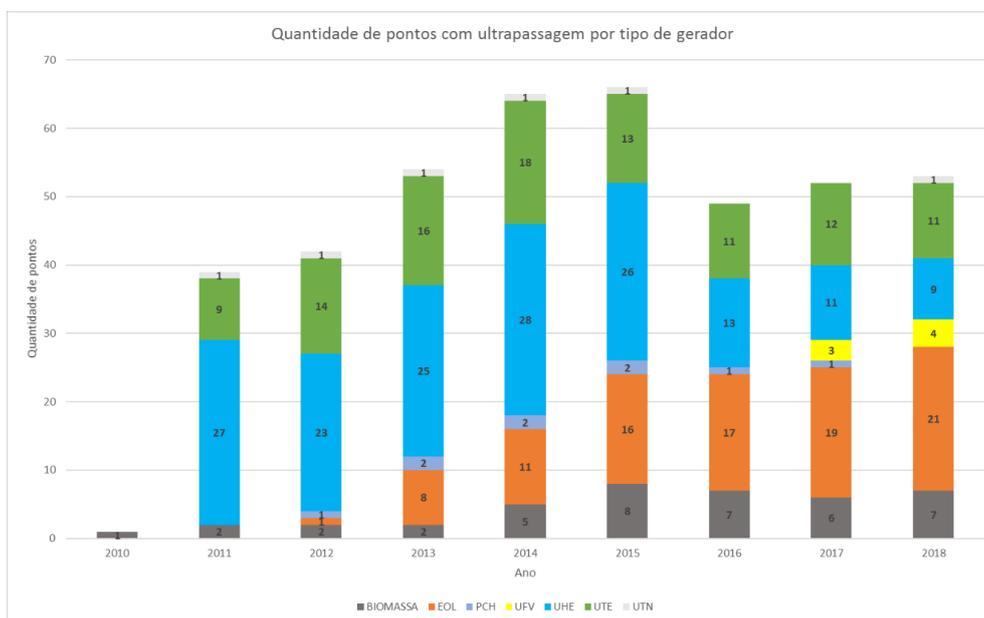


Figura 4.4: Quantidade de pontos com ultrapassagem estratificada por tipo de gerador.

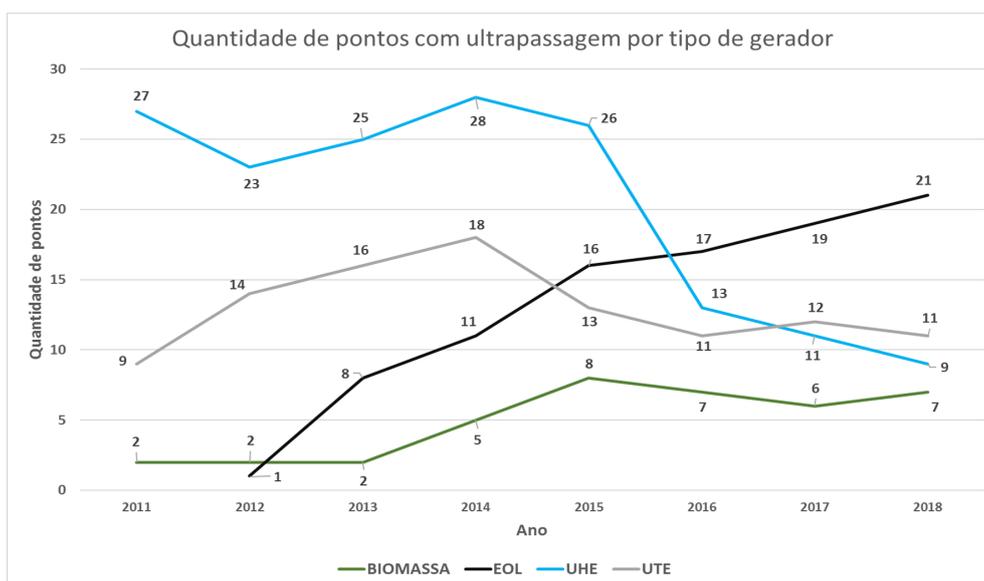


Figura 4.5: Quantidade de pontos com ultrapassagem estratificada por tipo de gerador.

Pela análise da figura 4.5, é possível observar que a diminuição de pontos com ultrapassagem das usinas hidrelétricas (UHE) gerou, preponderantemente, o comportamento de diminuição do IUD dos geradores, a partir de 2015, apresentado na figura 4.3. Esse comportamento das UHE é consequência do aumento considerável do MUST contratado em relação ao MUST verificado. As Figuras 4.6, 4.7, 4.8 e 4.9 apresentam a evolução da soma do MUST contratado e do MUST verificado para as UHE, EOL, UTE e Biomassa.

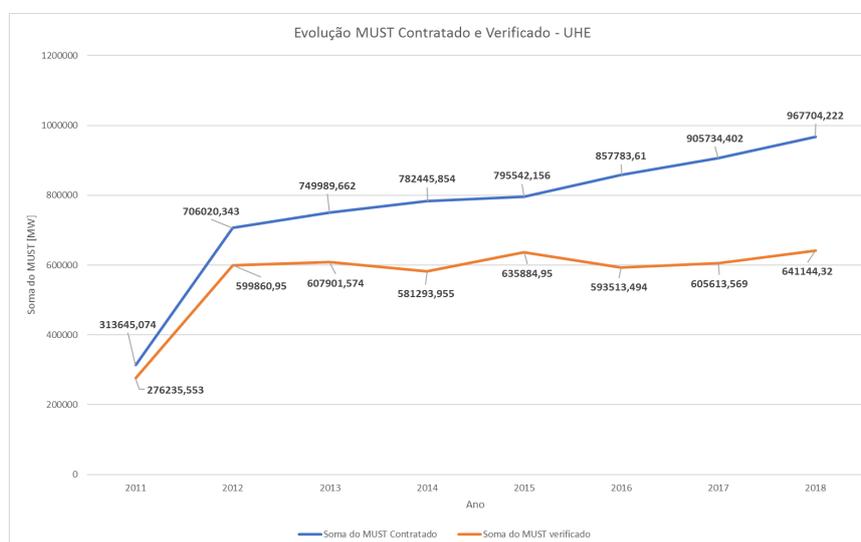


Figura 4.6: Evolução do MUST Contratado e Verificado para as Usinas Hidrelétricas.

Analisando a Figura 4.6, observando o comportamento do MUST contratado e verificado, pode-se dizer que as UHE reagiram aos incentivos da intervenção desde a REN nº 399, de 2010, aumentando a relação entre MUST contratado e MUST verificado.

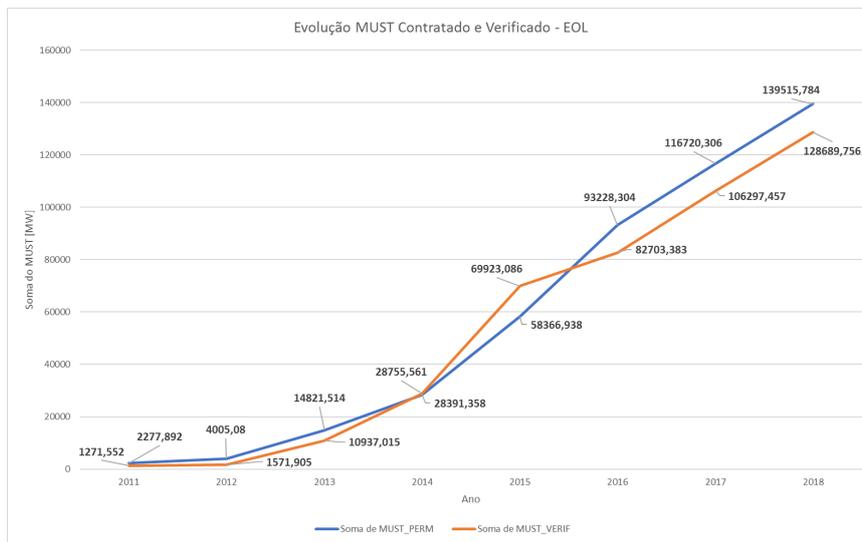


Figura 4.7: Evolução do MUST Contratado e Verificado para as Usinas Eólicas.

Analisando a Figura 4.7, observando o comportamento do MUST contratado e verificado, pode-se dizer que as EOL estão contratando o MUST próximo do valor que vem sendo verificado, sendo que em alguns anos o MUST verificado foi maior que o MUST contratado. A partir de 2016, o MUST contratado passou a apresentar uma margem maior em relação ao valor de MUST verificado.

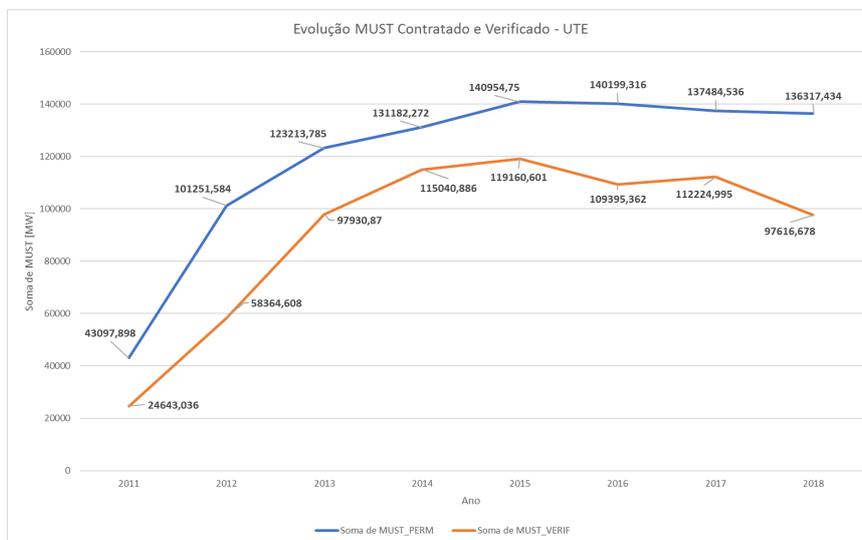


Figura 4.8: Evolução do MUST Contratado e Verificado para as Usinas Termelétricas.

Analisando a Figura 4.8, observa-se que o comportamento do MUST contratado em relação ao verificado foi parecido ao longo dos anos. Pode-se dizer que as UTE reagiram aos incentivos da intervenção desde a REN nº 399, de 2010, mantendo uma margem entre MUST contratado e MUST verificado.

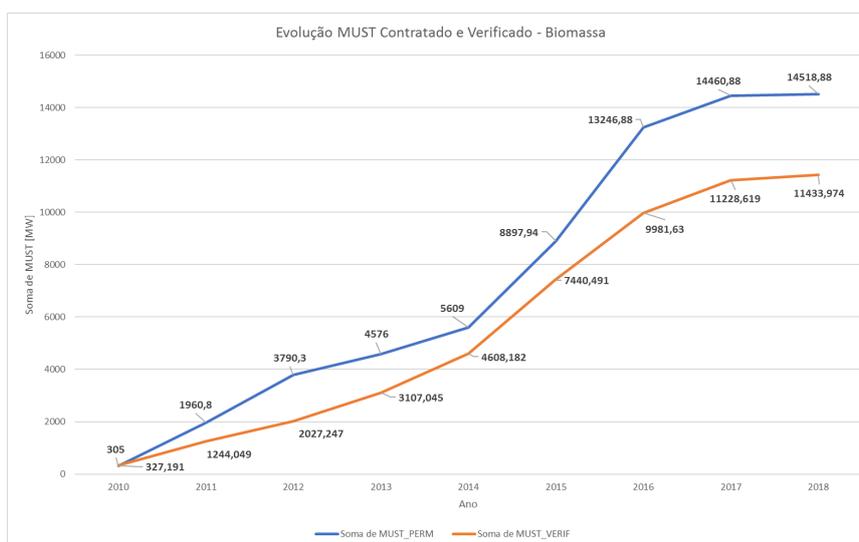


Figura 4.9: Evolução do MUST Contratado e Verificado para as Usinas a Biomassa.

Analisando a Figura 4.9, observando o comportamento entre MUST contratado e verificado, pode-se dizer que as usinas a biomassa foram aumentando ao longo dos anos a margem entre esses MUST, possivelmente em reação aos incentivos regulatórios desde a REN nº 399, de 2010.

Ainda em relação à resposta da relevância da PI_U em busca de uma contratação eficiente, realizou-se uma análise sobre qual o comportamento dos agentes após a aplicação da PI_U . Para isso, calculou-se a quantidade anual de aplicações de PI_U para cada ponto de conexão por agente. Para os geradores eólicos e fotovoltaicos, como possuem pontos de conexão com códigos pertencentes a muitos empreendimentos e diferentes agentes, estes tipos de agentes foram retirados da planilha dessa análise. Com os pontos de conexão estratificados por ano, definiu-se o seguinte critério de classificação por ponto de conexão: se foi aplicada PI_U e o comportamento melhorou, com redução significativa da quantidade de ultrapassagens, em relação a todo o período analisado, com aplicação de PI_U , classificou-se como A; se foi aplicada PI_U e ocorreu redução razoável da quantidade de ultrapassagens com aplicação de PI_U , em relação a todo o período analisado, classificou-se como B; se foi aplicada PI_U e não houve mudança de comportamento do agente, em relação a todo o período analisado, classificou-se como C. Para os pontos de conexão com apuração de PI_U apenas no ano de 2018, estes não foram classificados, pois não existe um comportamento após a aplicação para ser avaliado, visto que a base de dados não possui apurações após dezembro de 2018.

Com os pontos de conexão classificados, calculou-se qual a representação de cada classificação em relação ao total de pontos de conexão com aplicação de PI_U para avaliar o comportamento dos agentes. Era esperado que os pontos de conexão dos agentes, após a aplicação da PI_U , diminuíssem as ultrapassagens

com aplicação de PI_U devido a esse incentivo econômico.

A Tabela 4.1 apresenta uma amostra como exemplo das planilhas utilizadas para realizar a análise do comportamento em relação à aplicação da PI_U , neste caso, o exemplo apresenta pontos de conexão de distribuidoras no posto horário Fora de Ponta.

Tabela 4.1: Amostra da planilha elaborada para análise do comportamento em relação à aplicação da PI_U – Distribuidoras – Fora de Ponta.

COD_PC	Agente	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total	Classificação
PEITP-69	Q		5	4	5	10	8	1	1	34	C
PEITP-69	I						1	5	8	14	C
GOPEM-138	G	3	9	6						18	A
ROAN-13,8A	M	5	10	12	10					37	A
GOPRB-230	G	4	12	6	4	1			7	34	B
RJSTAD138	B	4	6		1	3				14	B

As Figuras 4.10 e 4.11 apresentam os resultados para as distribuidoras para os dois postos horários e a Figura 4.12 apresenta o resultado para os geradores.

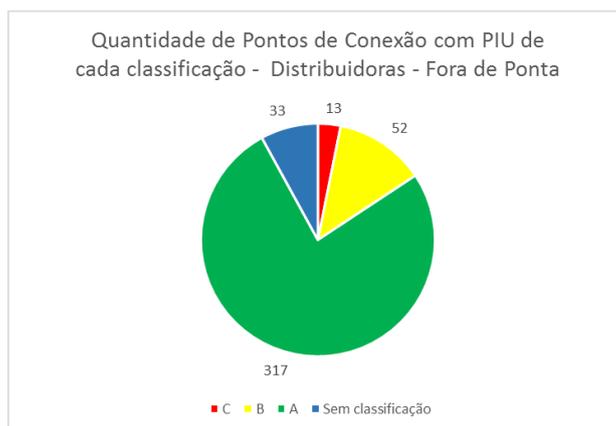


Figura 4.10: Quantidade de pontos de conexão com PI_U de cada classificação – Distribuidoras – Fora de Ponta.

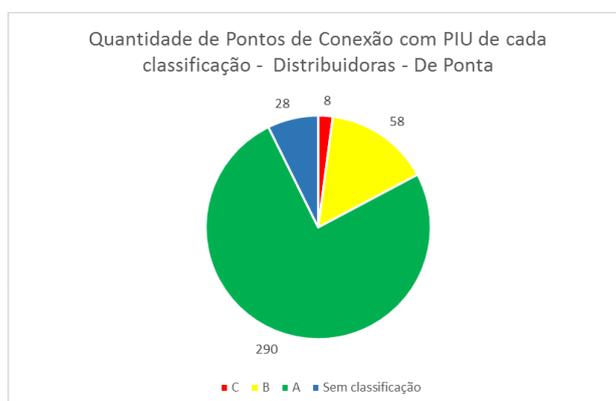


Figura 4.11: Quantidade de pontos de conexão com PI_U de cada classificação – Distribuidoras – De Ponta.

É possível observar que, para as distribuidoras, a maioria dos pontos de conexão, aproximadamente 75%, tiveram uma redução significativa da quantidade de ultrapassagens após as aplicações de *PIU* em suas apurações. Este era o comportamento esperado para os agentes.

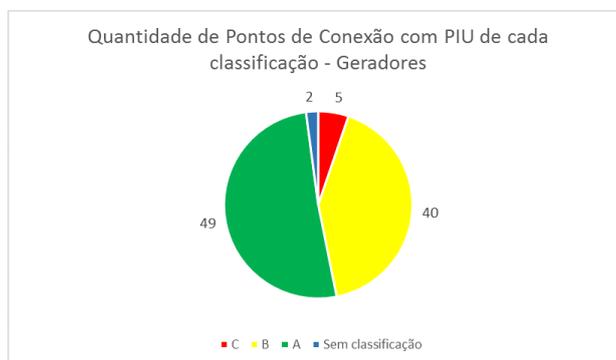


Figura 4.12: Quantidade de pontos de conexão com *PIU* de cada classificação – Geradores.

Em relação aos geradores, o comportamento foi diferente. Tem-se que 51,04% dos pontos de conexão diminuiram consideravelmente a quantidade de ultrapassagens com aplicação de *PIU* e 41,67% dos pontos de conexão diminuiram razoavelmente essa quantidade após a aplicação do incentivo. Apesar do comportamento não ter sido parecido com o das distribuidoras, pode-se dizer que a maioria dos pontos de conexão teve o comportamento esperado, embora menos significativo que para as distribuidoras, de diminuição da quantidade de ultrapassagens do ponto de conexão após aplicação da *PIU*.

Complementando essa avaliação relativa à classificação sob a perspectiva dos agentes, realizou-se a análise para verificar se existe uma concentração de agentes com pontos de conexão que não tiveram o comportamento esperado após a aplicação da *PIU*, ou seja, os pontos de conexão classificados como B e C, esses pontos de conexão foram classificados como B+C. Para isso, considerou-se a soma por agente dos pontos de conexão com essas classificações.

Para as distribuidoras, no posto horário Fora de Ponta, do total de 65 pontos de conexão classificados como B+C, tem-se que 66,15% desses pontos de conexão pertencem a 7 agentes, sendo que tiveram 22 agentes classificados como B+C. Deste modo, pode-se dizer que, para as distribuidoras nesse posto horário, há uma concentração de agentes que não tiveram o comportamento esperado pela intervenção.

Para os geradores, do total de 45 pontos de conexão classificados como B+C, tem-se que 20% desses pontos pertencem a 3 agentes, sendo que 39 agentes foram classificados como B+C. Portanto, pode-se dizer que, para os geradores, também há uma concentração de agentes o com comportamento não esperado pela intervenção.

Ainda em relação aos agentes que não tiveram o comportamento esperado, comparou-se a Tabela 3.3 referente à quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem por agentes que apresentaram pleitos à SRT, apresentada na seção 3.2, e os resultados das classificações apresentados acima.

Com isso, para as distribuidoras, observou-se que o agente W, agente com maior quantidade de pontos de conexão com pleitos, está entre os três principais agentes que não reagiram como esperado pela intervenção para os dois postos horários, sendo que as principais justificativas foram: condições sistêmicas e ocorrência em instalação da Rede Básica. Além disso, os pontos de conexão, deste agente, classificados como B+C também coincidem com os pontos de conexão com pleitos apresentados à SRT. Para os geradores, não houve correspondência entre a Tabela 3.3 e os agentes classificados como B+C.

Com os resultados por agente, nota-se uma concentração em determinados agentes que, após a aplicação de PI_U , não reduziram significativamente suas apurações com PI_U ao longo dos anos. Portanto, os pontos de conexão que não reagiram conforme o esperado pela intervenção são específicos e concentrados em determinados agentes, de modo que a maioria dos agentes agiram conforme o esperado pela intervenção.

Com base nos comportamentos observados de diminuição da quantidade de pontos com ultrapassagem e da maioria dos pontos de conexão reduzirem as apurações de PI_U ao longo dos anos, após a aplicação da PI_U , pode-se concluir que a PI_U é um incentivo relevante em busca de uma contratação eficiente, na medida em que sinaliza aos agentes que sua contratação não está adequada para a prestação do serviço aos seus usuários.

4.2 QUAL O EFEITO DO REGULAMENTO, TENDO EM FOCO OS EXPURGOS POR CONFIABILIDADE, SOBRE A PARCELA DE INEFICIÊNCIA POR SOBRECONTRATAÇÃO? ESTA É UM INCENTIVO RELEVANTE EM BUSCA DE UMA CONTRATAÇÃO EFICIENTE DO SISTEMA?

A resposta para esta pergunta utilizaria o Indicador de Apuração das Parcelas de Ineficiência por Sobrecontratação (APIS), o qual relaciona o valor da PI_S e do Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST), a fórmula do indicador é apresentada na equação 4.3. Do mesmo modo que o indicador APIU não pode ser calculado, o indicador APIS não possui os dados necessários para seu cálculo e, portanto, a análise de seu impacto não pode ser realizada. O outro indicador utilizado para a resposta à esta pergunta

é o Indicador de Montante de Confiabilidade (IMC), o qual relaciona o valor de MUST contratado para garantia de confiabilidade (MUST_Conf) e o MUST contratado em caráter permanente (MUST_C), sendo pela equação 4.4. Ressalta-se que os valores do MUST contratado são os valores da planilha de apuração de PI_S , ou seja, é o maior MUST contratado no ano em relação ao maior MUST verificado no ano.

$$APIS = \frac{\sum_{i=1}^{12} PI_U}{\sum_{i=1}^{12} EUST} \% \quad (4.3)$$

$$IMC = \frac{\sum_{i=1}^{12} MUST_{Conf}}{\sum_{i=1}^{12} MUST_C} \% \quad (4.4)$$

Ressalta-se que os índices utilizados nas equações correspondem aos meses do ano, no caso, $i = 1$ representa janeiro, até $i = 12$ representa dezembro.

Para analisar o comportamento dos pontos de conexão com sobrecontratação, utilizou-se o Indicador de Sobrecontratação de Demanda (ISD), que é calculado pela equação 4.5, sendo NPS igual ao número de pontos de conexão ativos com sobrecontratação de demanda por horário de contratação e NPC igual ao número de pontos de conexão ativos para a segregação utilizada.

$$ISD = \frac{NPS}{NPC} \quad (4.5)$$

A Figura 4.13 apresenta o resultado do ISD para o posto horário Fora de Ponta e a Figura 4.14 apresenta o resultado do ISD para o posto horário de Ponta.

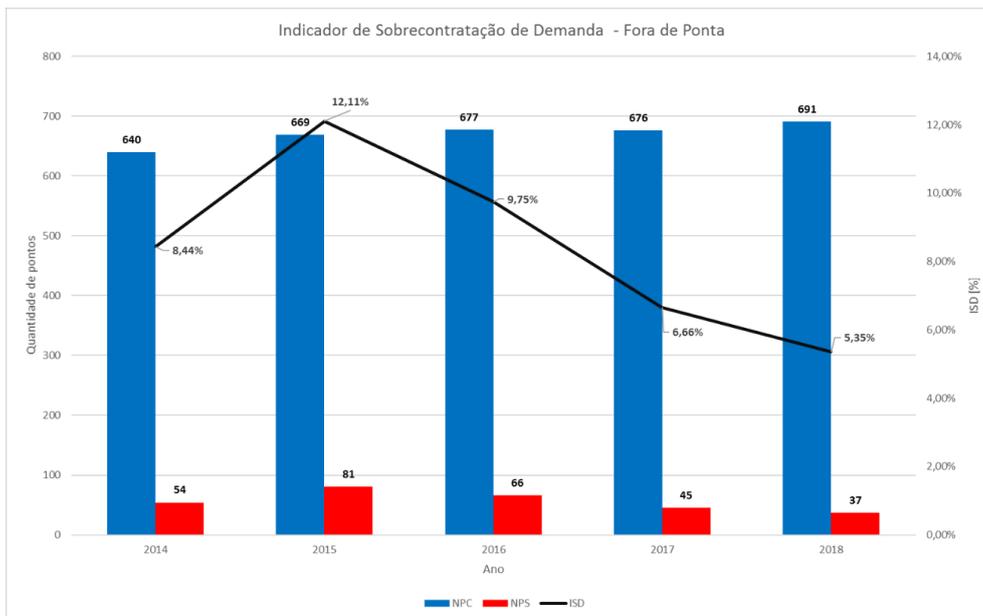


Figura 4.13: ISD – Fora de Ponta.

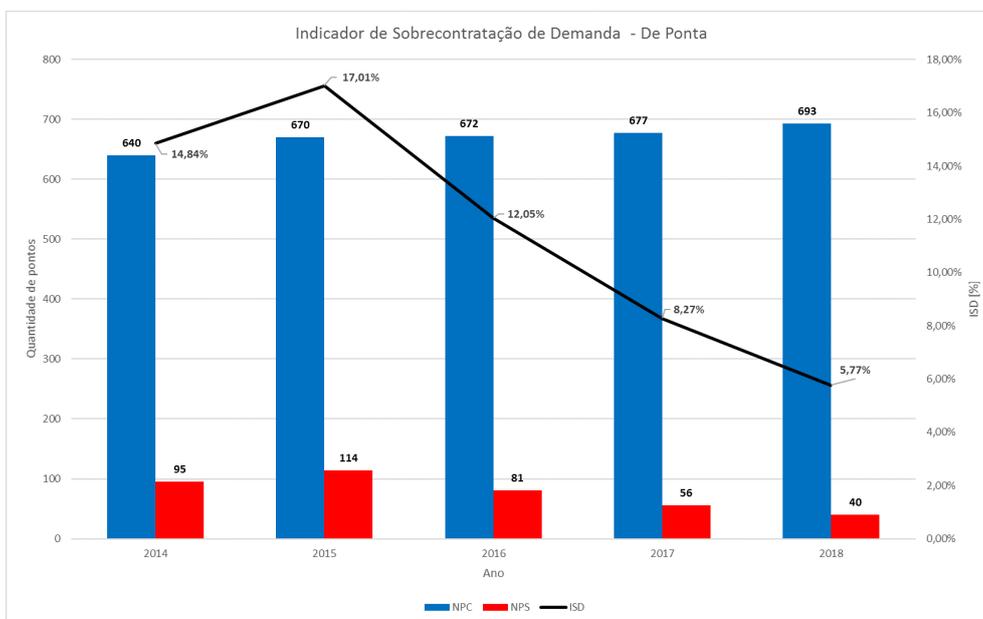


Figura 4.14: ISD – De Ponta.

Observando as Figuras 4.13 e 4.14, é possível notar que, para os dois postos horários, a quantidade de pontos de conexão com sobrecontratação diminuiu consideravelmente a partir da implementação da REN nº 666, de 2015. Este comportamento demonstra que a maior parte dos pontos de conexão das distribuidoras estão atingindo o limite mínimo de 90% pelo menos em um mês do ano, considerando a declaração do MUST para garantia de confiabilidade.

Para analisar a relevância da PI_S em busca de uma contratação eficiente, realizou-se análise semelhante

à realizada para a PI_U , na pergunta anterior, sobre qual o comportamento dos agentes após a aplicação da PI_S . Como a PI_S é aplicada anualmente, calculou-se em quais anos que cada ponto de conexão teve aplicação de PI_S por agente. Com os pontos de conexão estratificados por ano, definiu-se o seguinte critério de classificação por ponto de conexão: se foi aplicada PI_S e o comportamento melhorou, com redução significativa de sobrecontratações nos anos posteriores à aplicação da primeira PI_S , classificou-se como A; se foi aplicada PI_S e ocorreu redução razoável das sobrecontratações nos anos posteriores à aplicação da primeira PI_S , classificou-se como B; se foi aplicada PI_S e não houve mudança de comportamento do agente, em relação a todo o período analisado, classificou-se como C. Para os pontos de conexão com apuração de PI_S apenas no ano de 2018, estes não foram classificados, pois não existe um comportamento após a aplicação para ser avaliado, visto que a base de dados possui apurações até 2018.

A Tabela 4.2 apresenta uma amostra como exemplo das planilhas utilizadas para realizar a análise do comportamento em relação à aplicação da PI_S , neste caso, o exemplo apresenta pontos de conexão de distribuidoras no posto horário Fora de Ponta.

Tabela 4.2: Amostra da planilha elaborada para análise do comportamento em relação à aplicação da PI_S – Distribuidoras – Fora de Ponta.

COD_PC	Agente	2014	2015	2016	2017	2018	Total	Classificação
ALRLD-69	D		1				1	A
AMJT-138-A	A					1	1	Sem classificação
AMLEC-138-A	A		1	1			2	A
AMSIL-138-A	A			1			1	A
APLRJ-69-A	H	1		1			2	A

Com os pontos de conexão classificados, calculou-se qual a representação de cada classificação em relação ao total de pontos de conexão com aplicação de PI_S para avaliar o comportamento dos agentes. Era esperado que os pontos de conexão dos agentes, após a aplicação da PI_S , deixassem de sobrecontratar devido a esse incentivo econômico.

A Figura 4.15 apresenta quantidade de pontos de conexão com PI_S de cada classificação, para o posto horário Fora de Ponta.

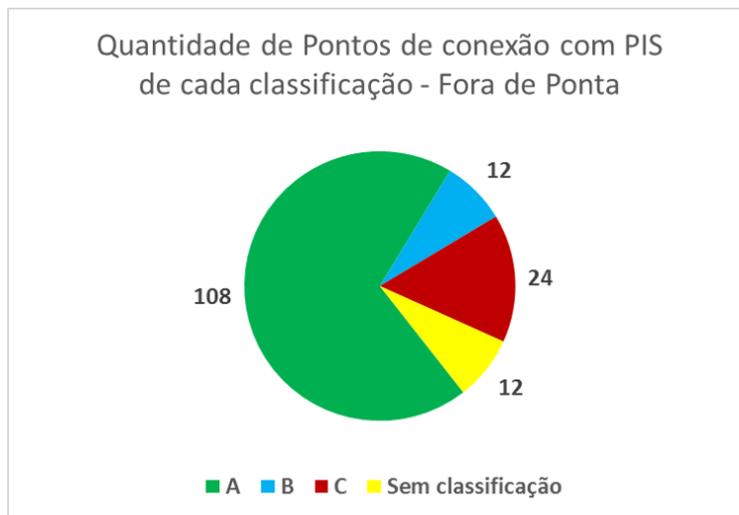


Figura 4.15: Quantidade de pontos de conexão com PI_S de cada classificação – Fora de Ponta.

Analisando a Figura 4.15, é possível observar que, para o posto horário de Fora de Ponta, a maioria dos pontos de conexão, aproximadamente 70%, tiveram uma redução significativa da quantidade de sobrecontratações após as aplicações de PI_S em suas apurações. Este era o comportamento esperado para os agentes.

A Figura 4.16 apresenta quantidade de pontos de conexão com PI_S de cada classificação, para o posto horário De Ponta.

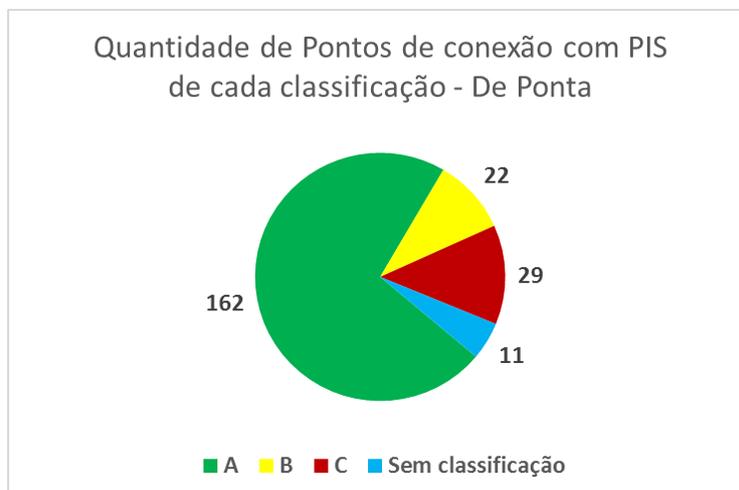


Figura 4.16: Quantidade de pontos de conexão com PI_S de cada classificação – De Ponta.

Analisando a Figura 4.16, é possível observar que, para o posto horário De Ponta, a maioria dos pontos de conexão, aproximadamente 72%, tiveram uma redução significativa da quantidade de sobrecontratações após as aplicações de PI_S em suas apurações. Este era o comportamento esperado para os agentes.

Para avaliação relativa à classificação sob a perspectiva dos agentes, realizou-se a análise para verificar se existe uma concentração de agentes com pontos de conexão que não tiveram o comportamento esperado após a aplicação da *PI_S*, ou seja, os pontos de conexão classificados como B e C, esses pontos de conexão foram classificados como B+C. Para isso, considerou-se a soma por agente dos pontos de conexão com essas classificações.

Para as distribuidoras, no posto horário Fora de Ponta, do total de 36 pontos de conexão classificados como B+C, tem-se que 38,89% desses pontos de conexão pertencem apenas ao agente D1, sendo que tiveram 11 agentes classificados como B+C. Deste modo, pode-se dizer que, para as distribuidoras nesse posto horário, há uma concentração de agentes que não tiveram o comportamento esperado pela intervenção.

Para as distribuidoras, no posto horário De Ponta, do total de 51 pontos de conexão classificados como B+C, tem-se que 23,53% desses pontos de conexão pertencem apenas ao agente D1, sendo que tiveram 25 agentes classificados como B+C. Novamente, para esse posto horário, pode-se dizer que há uma concentração de agentes com o comportamento não esperado pela intervenção.

Ainda em relação às distribuidoras que não tiveram o comportamento esperado, comparou-se a Tabela 3.6 referente à quantidade de pontos de conexão com sobrecontratação por agentes que apresentaram pleitos à SRT, apresentada na seção 3.2, e os resultados das classificações apresentados acima.

Com isso, observou-se que o agente W, agente com a maior quantidade de pontos de conexão com pleitos juntamente aos agentes H e T14 (todos com sete pontos de conexão), está entre os quatro principais agentes que não reagiram como esperado pela intervenção para os dois postos horários, sendo que as principais justificativas foram: pontos de conexão da distribuidora compostos exclusivamente por consumidores do grupo A e contratação do MUST da distribuidora equivalente ao MUSD dos seus usuários.

Com os resultados por agente, nota-se uma concentração em determinados agentes que, após a aplicação de *PI_S*, não deixaram de sobrecontratar ao longo dos anos. Portanto, os pontos de conexão que não reagiram conforme o esperado pela intervenção são específicos e concentrados em determinados agentes, de modo que a maioria dos agentes agiram conforme o esperado pela intervenção.

Com base nos comportamentos observados de diminuição da quantidade de pontos com sobrecontratação e da maioria dos pontos de conexão reduzirem as apurações de *PI_S* ao longo dos anos, após a aplicação da *PI_S*, pode-se colocar que a *PI_S* é um incentivo relevante em busca de uma contratação eficiente, na medida em que sinaliza aos agentes que sua contratação está superestimada para a prestação do serviço aos seus usuários.

A possibilidade de contratação do MUST para garantia de confiabilidade para as distribuidoras foi criada a partir da entrada em vigor da REN nº 666, em 2015, sob a justificativa de incentivar a contratação da máxima potência demandada nos pontos de conexão, cujo atendimento às cargas seja redundante, de forma que os MUST contratados sejam compatíveis com tal capacidade de atendimento. Deste modo, o valor contratado para esta finalidade não está sujeito a aplicação da PI_S .

Para melhor entendimento de como é realizada a apuração da sobrecontratação para os pontos de conexão que contratam MUST para garantia de confiabilidade, faz-se a seguinte diferenciação: MUST permanente é igual à soma do MUST carga com o MUST para confiabilidade, sendo que o MUST carga é o valor da demanda máxima anual que deve ser utilizada para a apuração da PI_S , sem considerar o valor de MUST de uma eventual transferência de carga entre pontos de conexão, no caso de uma ocorrência.

Através do indicador IMC é possível avaliar como foi o comportamento da contratação do MUST de garantia de confiabilidade em relação ao MUST contratado em caráter permanente. A Tabela 4.3 apresenta os valores anuais dos MUST contratados em caráter permanente e para garantia de confiabilidade, obtidos através da base de dados de apurações de PI_S , e os valores de IMC para as distribuidoras para o posto horário Fora de Ponta e De Ponta.

Tabela 4.3: Valores de MUST permanente, confiabilidade e IMC – Distribuidoras.

Ano	MUST Permanente - Fora de Ponta [MW]	MUST Confiabilidade - Fora de Ponta [MW]	IMC - Fora de Ponta	MUST Permanente - De Ponta [MW]	MUST Confiabilidade - De Ponta [MW]	IMC - De Ponta
2016	89.723,66	15.180,69	16,92%	82.587,68	14.348,78	17,37%
2017	90.438,02	15.346,47	16,97%	85.233,30	14.608,62	17,14%
2018	94.911,82	20.652,56	21,76%	88.379,45	19.729,54	22,32%

Além disso, como a base de dados de apurações de PI_S apresenta apenas os valores de MUST permanente a partir de 2014 e de MUST para garantia de confiabilidade a partir de 2016, para observar o comportamento do MUST permanente em relação ao MUST para garantia de confiabilidade, calculou-se, a partir da base de dados consolidada de apurações de PI_U , para cada ano, o somatório mensal do MUST contratado em caráter permanente e escolheu-se o maior valor mensal como sendo o valor para tal ano. As figuras 4.17 e 4.18 apresentam os gráficos dos valores apresentados na tabela 4.3 com o acréscimo dos MUST permanentes dos anos anteriores citado.

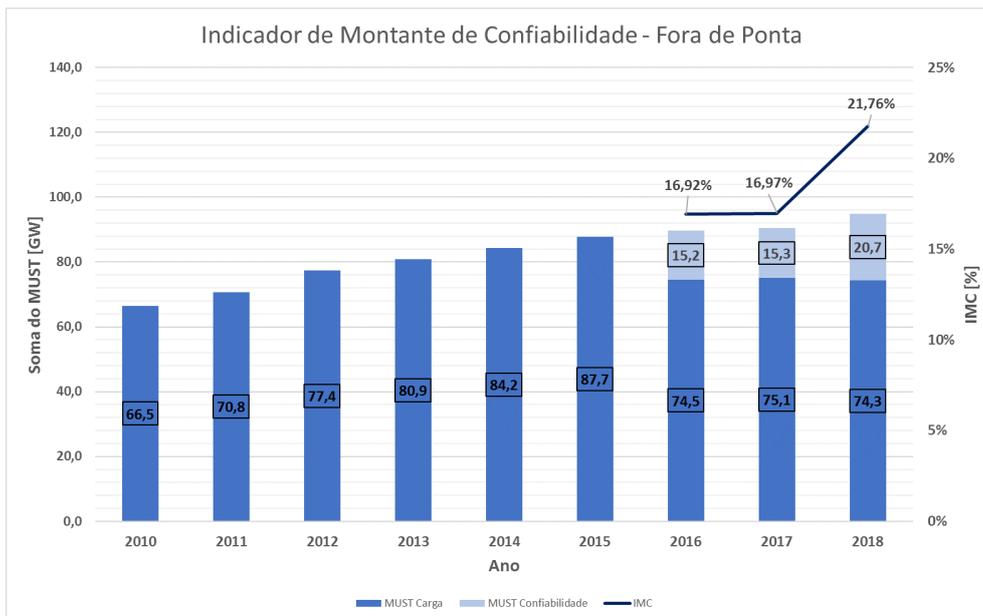


Figura 4.17: IMC - Fora de Ponta.

Analisando os dados apresentados na Figura 4.17, considerando o MUST permanente (MUST carga somado ao MUST para garantia de confiabilidade), este teve uma taxa de aumento médio de 4,33%, para cada ano, durante o período analisado. Considerando apenas o MUST carga, sem considerar o MUST para garantia de confiabilidade, este teve um aumento médio de 1,10%. Pode-se observar que, considerando apenas o MUST carga como o MUST contratado, a eficiência da contratação aumentaria, pois a taxa de aumento médio do MUST contratado estaria mais próxima da taxa de crescimento médio do MUST verificado, a qual foi de 0,08% entre os anos de 2014 a 2018.

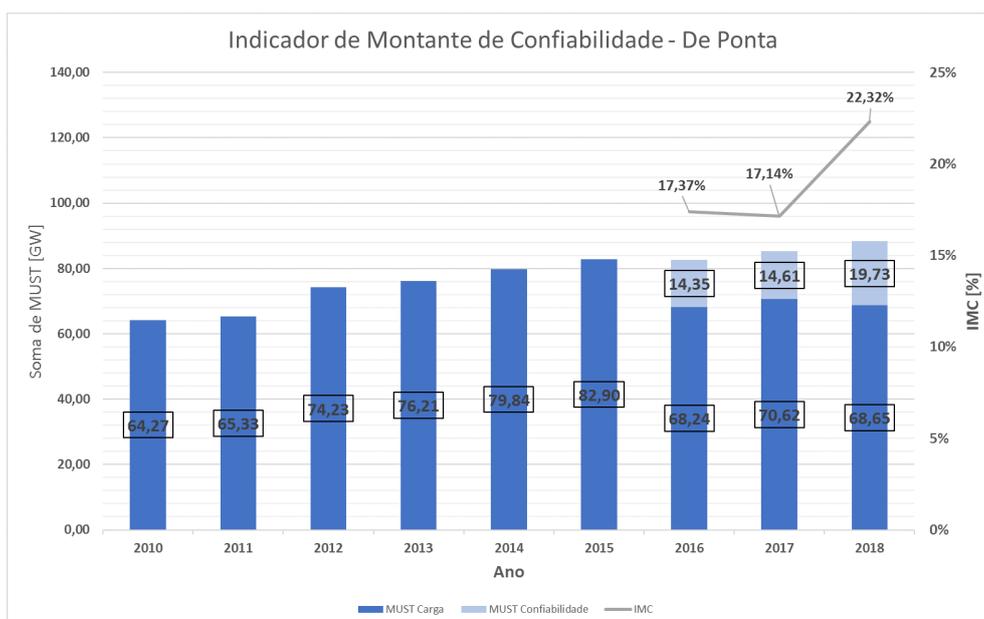


Figura 4.18: IMC - De Ponta.

Analisando os dados apresentados na Figura 4.18, considerando o MUST permanente (MUST carga somado ao MUST para garantia de confiabilidade), este teve uma taxa de aumento médio de 3,84%, para cada ano, durante o período analisado. Considerando apenas o MUST carga, sem considerar o MUST para garantia de confiabilidade, este teve um aumento médio de 0,43%. Novamente, pode-se observar que, considerando apenas o MUST carga como o MUST contratado, a eficiência da contratação aumentaria, pois a taxa de aumento médio do MUST contratado estaria mais próxima da taxa de crescimento médio do MUST verificado, a qual foi de 0,86% entre os anos de 2014 a 2018.

Com esses resultados, observa-se que o MUST permanente aumentou ao longo dos anos e que o MUST para garantia de confiabilidade representou uma parcela importante da contratação das distribuidoras e vem aumentando ao longo dos anos.

Para avaliar o impacto do MUST para garantia de confiabilidade, seria interessante calcular qual o valor de encargos pagos para esta parcela do MUST. Para isso, seria necessário definir valores de TUST para serem multiplicados pelos valores de MUST para encontrar os valores de encargos. Como não foram disponibilizados os valores de EUST, considerou-se essa análise fora do escopo deste trabalho, no entanto, propõe-se que, na futura ARR individualizada da REN nº 666, seja realizada essa avaliação.

Utilizando as planilhas anexadas aos relatórios anuais de apuração das parcelas de ineficiências por sobrecontratação dos montantes de uso do sistema de transmissão elaborados e enviados pelo ONS, atribuição descrita na REN nº 666, calculou-se a quantidade de pontos de conexão com contratação de MUST

para garantia de confiabilidade de cada ano. A Tabela 4.4 apresenta o resultado encontrado.

Tabela 4.4: Quantidade de pontos de conexão com MUST para garantia de confiabilidade.

Ano	Quantidade de pontos de conexão com MUST para garantia de confiabilidade
2016	426
2017	440
2018	512

Pode-se observar, pela Tabela 4.4, que a quantidade de pontos de conexão com contratação de MUST para garantia de confiabilidade aumentou ao longo dos anos.

Ainda utilizando as planilhas anexadas aos relatórios anuais, calculou-se, considerando os dois postos horários, a quantidade de apurações que tiveram PI_S mesmo após a consolidação por parte do ONS e a quantidade de apurações com contestações aceitas pelo ONS com descaracterização da sobrecontratação devido à confiabilidade. A Tabela 4.5 apresenta os valores encontrados.

Tabela 4.5: Quantidade de pontos de conexão com MUST para garantia de confiabilidade.

Ano	Quantidade de apurações com PI_S	Quantidade de apurações com descaracterização da sobrecontratação devido à confiabilidade
2015	204	113
2016	153	292
2017	111	317
2018	76	379

Analisando a Tabela 4.5, é possível observar que as distribuidoras diminuíram a quantidade de apurações com PI_S , enquanto a quantidade de expurgos por confiabilidade aumentou.

Com base nos resultados de comportamento da eficiência apresentados em perguntas anteriores, os quais apresentaram uma diminuição do Indicador da Eficiência da Contratação (IEC), calculado através da equação I.1, consequência de o MUST contratado ser maior que o verificado e, acrescentando o comportamento observado nesta pergunta de que o MUST para garantia de confiabilidade aumentou, pode-se notar que o incentivo de expurgo por confiabilidade não está contribuindo para tornar a contratação mais eficiente (MUST contratado mais próximo possível do MUST verificado), apesar de a quantidade de pontos de conexão com sobrecontratação ter diminuído.

4.3 QUAL O EFEITO DO REGULAMENTO SOBRE A EFICIÊNCIA DA CONTRATAÇÃO POR PARTE DOS AGENTES? OS LIMITES ESTABELECIDOS SÃO ADEQUADOS? COMO ISSO É REFLETIDO NA RELAÇÃO ENTRE A CONTRATAÇÃO E A CAPACIDADE DO SISTEMA?

Analisando o efeito do regulamento sobre a eficiência da contratação por parte dos agentes, utilizou-se os indicadores: Indicador da Eficiência da Contratação (IEC), Indicador de Ultrapassagem de Demanda (IUD) e Indicador de Sobrecontratação de Demanda (ISD). Abordando inicialmente o IEC dos agentes, as Figuras 4.19 e 4.21 apresentam o comportamento do IEC das distribuidoras para os postos horários Fora de Ponta e De Ponta, respectivamente.

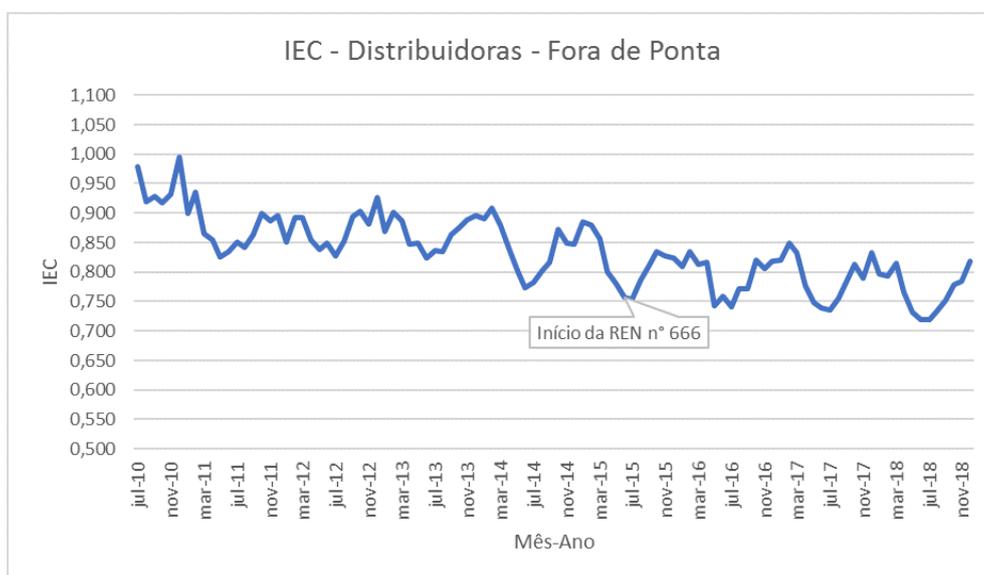


Figura 4.19: IEC – Distribuidoras – Fora de Ponta.

Analisando a Figura 4.19, observa-se uma diminuição de desempenho do IEC, em relação ao período da REN n° 399, de 2010, e da REN n° 666, de 2015, já apresentada ao longo do trabalho. Esse comportamento está relacionado com a mudança de comportamento por parte das distribuidoras que passaram a contratar um MUST maior, conforme a Figura 4.20 apresenta a evolução mensal da soma do MUST contratado e do verificado para o posto horário Fora de Ponta.

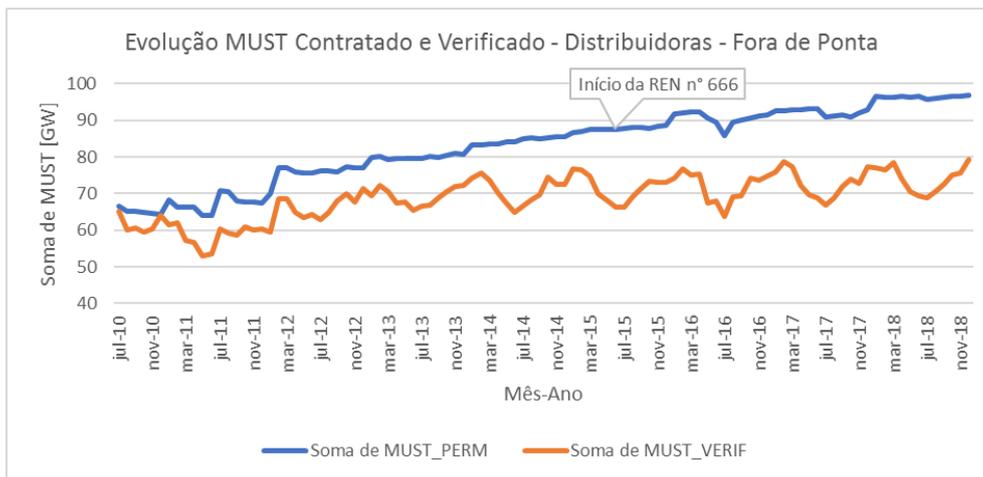


Figura 4.20: Evolução da soma do MUST contratado e verificado – Distribuidoras – Fora de Ponta.

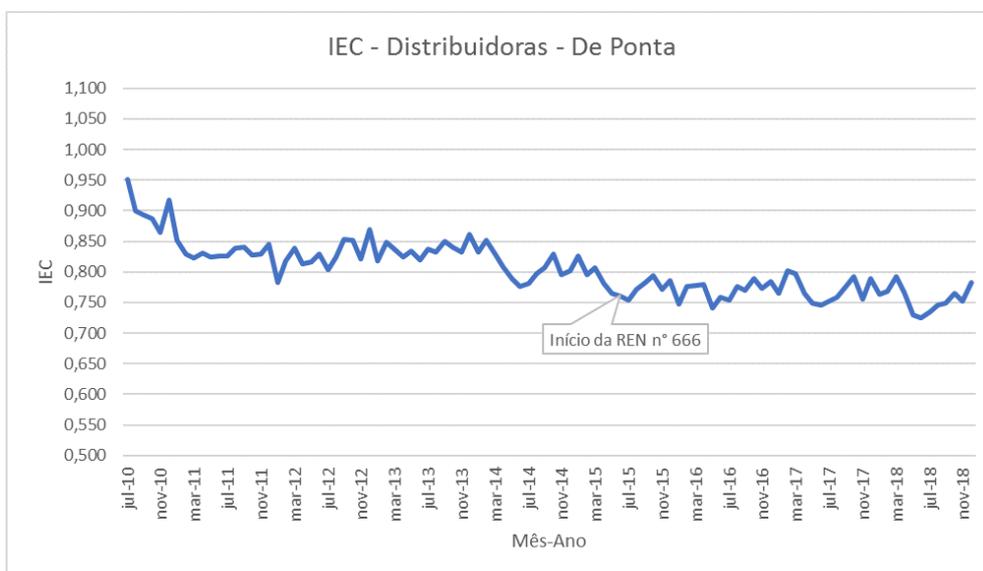


Figura 4.21: IEC – Distribuidoras – De Ponta.

Analisando a Figura 4.21, observa-se a mesma diminuição de desempenho do IEC entre os períodos das duas intervenções. A Figura 4.22 apresenta a evolução mensal da soma do MUST contratado e do verificado para o posto horário De Ponta, evidenciando a relação de redução do IEC devido ao afastamento do MUST contratado em relação ao verificado.

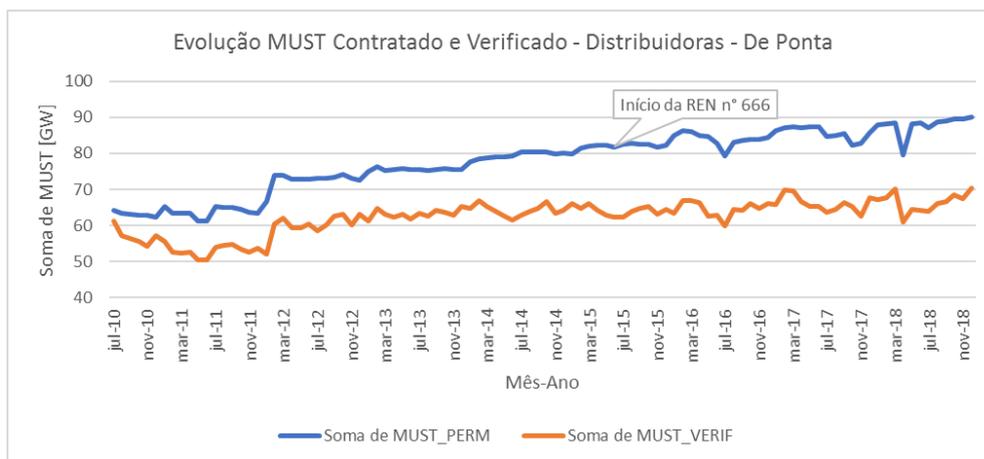


Figura 4.22: Evolução da soma do MUST contratado e verificado – Distribuidoras – De Ponta.

Em relação aos geradores, a Figura 4.23 apresenta o comportamento do IEC. Ressalta-se que os valores de 2010 até junho de 2011 foram retirados da análise por possuírem poucos pontos de conexão apurados.

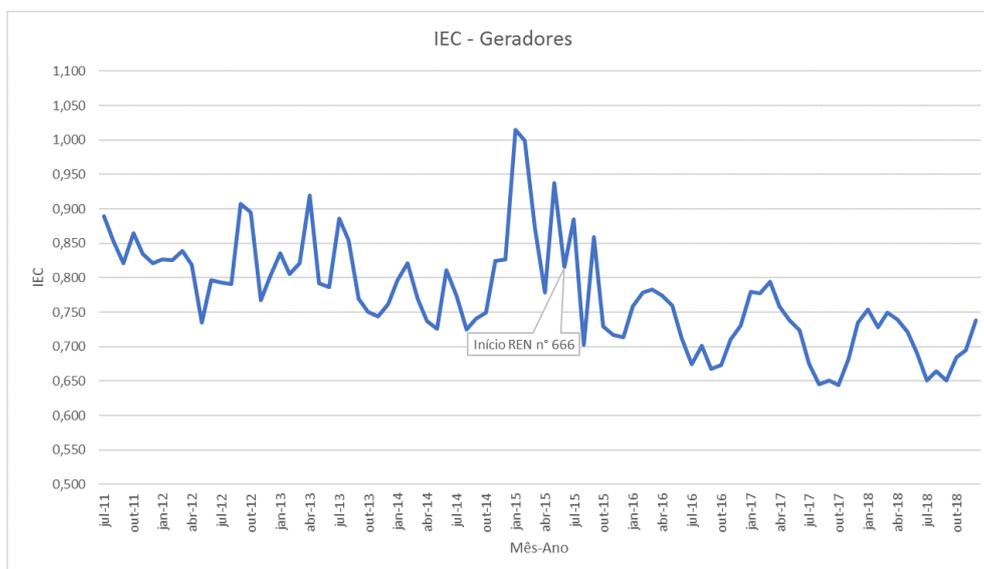


Figura 4.23: IEC – Geradores.

Analisando a Figura 4.23, observa-se um comportamento de maior variação mensal do IEC durante o período da REN n° 399, de 2010. Já durante o período da REN n° 666, de 2015, observa-se uma diminuição do desempenho do IEC e um comportamento mais sazonal. Para analisar melhor o comportamento do IEC dos geradores, são apresentados, nas Figuras 4.24, 4.25 e 4.26, os IEC das UHE, EOL e UTE, respectivamente, esses são os geradores com mais pontos de conexão da base de dados.

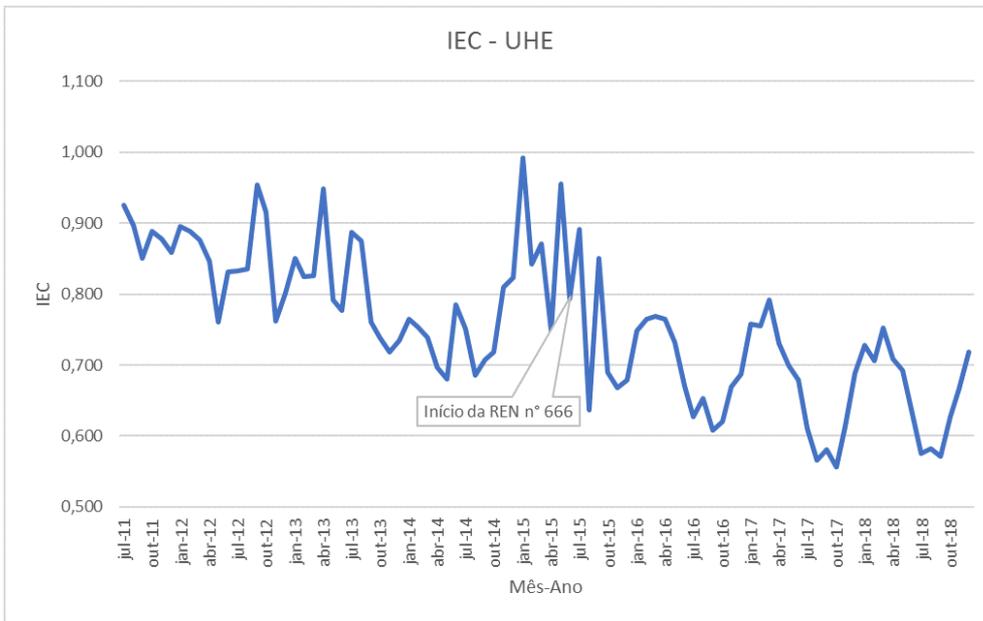


Figura 4.24: IEC – UHE.

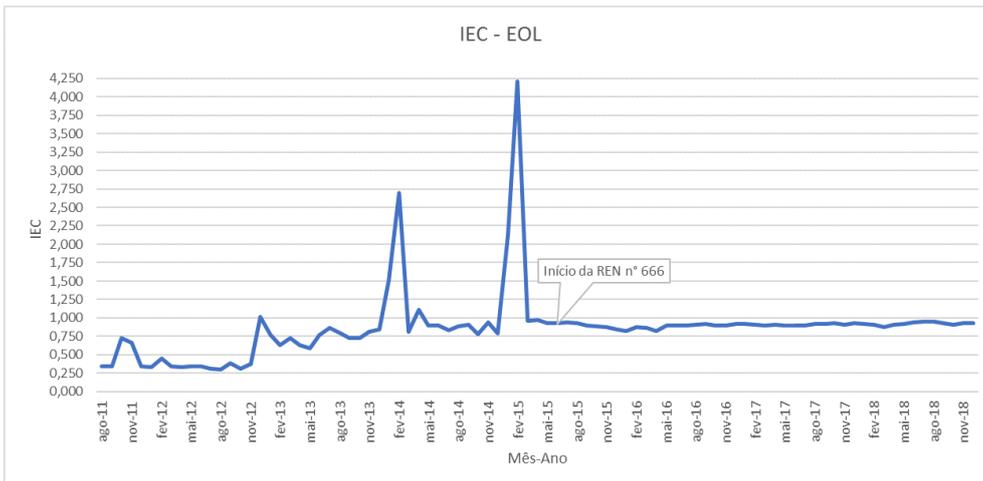


Figura 4.25: IEC – EOL.

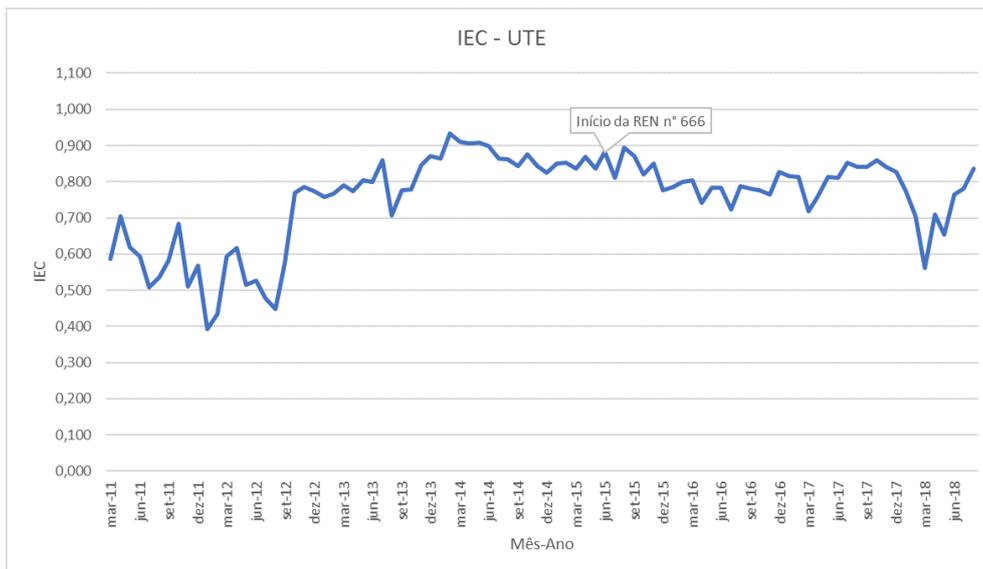


Figura 4.26: IEC – UTE.

Analisando as Figuras 4.24, 4.25 e 4.26, observa-se que as contratações das UHE influenciaram consideravelmente o desempenho do IEC dos geradores, o que era esperado visto a quantidade total de pontos de conexão que possuem, informação apresentada na Tabela 3.9. Também é interessante mencionar o comportamento mais sazonal das UHE observado após a implementação da REN n° 666, o qual apresentou picos nos primeiros meses dos anos. A Figura 4.27 foi obtida do *site* do ONS [13] e apresenta a evolução da Energia Natural Afluente (ENA) bruta (MWmed) para os subsistemas Sudeste/Centro-oeste e Sul, subsistemas com os maiores valores de ENA bruta. Evidencia-se que o aumento da eficiência, causado pelo aumento dos valores de MUST verificados, está relacionado ao período de chuvas, o qual aumenta os volumes dos reservatórios e, conseqüentemente o MUST verificado, principalmente os meses de janeiro, fevereiro e março.

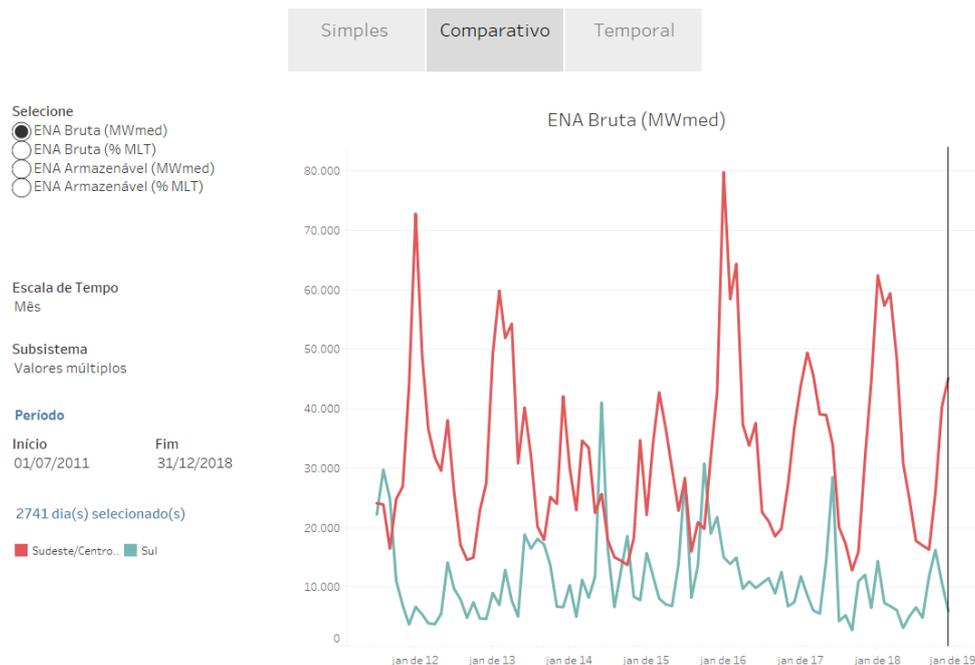


Figura 4.27: ENA Bruta (MWmed) dos subsistemas Sudeste/Centro-oeste e Sul.

Em relação ao IUD, os resultados mostraram que, para as distribuidoras, a quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem diminuiu consideravelmente, aproximadamente 40% de 2010 a 2018, mostrando que o comportamento desses agentes foi melhorando ao longo dos anos com as duas intervenções. Para os geradores, os resultados foram diferentes, de modo que, até 2014, a quantidade de pontos com ultrapassagem aumentou, em 2015 e 2016 diminuiu e, então, estabilizou-se com aproximadamente 30% dos pontos de conexão com pelo menos uma ultrapassagem no ano. Esse comportamento sugere que os geradores, em relação à ultrapassagem, não tiveram o comportamento eficiente esperado pela intervenção.

Em relação ao ISD, os resultados mostraram que, para os dois postos horários, a quantidade de pontos com sobrecontratação diminuiu consideravelmente, principalmente a partir da implementação da REN nº 666, de 2015, que indica que a possibilidade de contratar MUST para garantia de confiabilidade influenciou o comportamento das distribuidoras. Pode-se dizer que essa diminuição está aderente ao comportamento esperado de eficiência da intervenção.

Entre os possíveis motivos de redução da eficiência da contratação para as distribuidoras, pode-se citar:

- Como a REN nº 666 retirou as possibilidades de isenção de apuração da PI_U para as distribuidoras, a intervenção pode ter influenciado às distribuidoras a contratarem um MUST maior;
- Antes da REN nº 666, só era permitida a solicitação de aumento de MUST uma vez no ano civil

em curso. A partir da REN nº 666, possibilitou-se a solicitação, limitada até quatro vezes, de aumento do MUST contratado para o ano civil em curso. Isso pode ter influenciado as distribuidoras a aumentarem seus MUST contratados;

- A frustração da carga, de modo que as distribuidoras ao projetarem o crescimento dos seus mercados, contrataram um valor de MUST maior, porém seus usuários não utilizaram todo esse MUST contratado;
- É vedada a redução do MUST no ciclo tarifário vigente, isso é necessário para assegurar a remuneração do sistema de transmissão, além disso, as regras para redução do MUST são bem específicas e, dependendo do valor a ser reduzido, essa redução é realizada de forma onerosa. Estes dois dispositivos normativos podem afastar as distribuidoras de buscarem reduzir o MUST contratado, influenciando na diferença entre contratado e verificado observada.

Quanto aos geradores, entre os possíveis motivos da redução da eficiência da contratação observada, pode-se citar:

- Pelos resultados das evoluções do MUST contratado, IEC e IUD, aparenta-se que os geradores passaram a aumentar seus MUST contratados apenas a partir da REN nº 666;
- A REN nº 666 estabeleceu que as centrais de geração deveriam contratar um valor mínimo de MUST, igual à potência instalada subtraída da mínima carga própria, desvinculando seu valor máximo à potência instalada do ato de outorga. Essa alteração tinha como objetivo oferecer maior autonomia para a central de geração administrar sua contratação, no entanto, pode ter interferido negativamente na eficiência da contratação dos geradores;
- A frustração da carga, de modo que a carga que o gerador esperava atender não utilizou todo o valor contratado;
- A REN nº 666 retirou o parágrafo que definia que a potência instalada apresentada no CUST das centrais geradores era aquela definida no ato de outorga da central de geração e aumentou em 1% o limite para ultrapassagem, o que pode ter influenciado a contratação desses agentes;
- Possíveis condições climáticas, como falta de chuvas, podem ter afetado os MUST verificados das UHE durante os anos analisados.

Em relação aos limites normativos estabelecidos para a aplicação das parcelas de ineficiência, a REN nº 666 alterou o limite normativo para incidência de PI_U para os geradores, durante a REN nº 399, caso o gerador ultrapassasse o MUST contratado já poderia ser aplicada a PI_U , com a REN nº 666, determinou-se o limite de 101% para a aplicação. Os demais limites para a aplicação de PI_U de 105% para as unidades consumidoras e 110% para as distribuidoras foram mantidos, assim como o limite de 90% para aplicação de PI_S para as distribuidoras.

Para avaliar a adequabilidade dos valores dos limites estabelecidos, utilizou-se o Indicador do Percentual de Pontos Dentro dos Limites (PDL). Ressalta-se que, como as unidades consumidoras possuem apurações apenas para o ano de 2018, não foram consideradas para esta análise. O PDL corresponde ao percentual de pontos de conexão em que a relação do MUST verificado e MUST contratado ocorreu dentro dos limites normativos, o PDL é calculado pela equação 4.6, em que NPC_{DL} corresponde ao número de pontos de conexão ativos dentro dos limites e NPC corresponde ao número total de pontos de conexão ativos da segregação utilizada.

$$PDL = \frac{NPC_{DL}}{NPC} \% \quad (4.6)$$

Para as distribuidoras, para o cálculo do PDL mensal, utilizou-se a condição de que os pontos de conexão da planilha consolidada de apuração de PI_U , com IEC menor que 90% e maior que 110%, no mês, estavam fora dos limites. Para o cálculo do PDL anual, utilizou-se a condição de IEC maior que 110%, da planilha consolidada de apuração de PI_U , considerando que o ponto de conexão ultrapassou o limite, pelo menos uma vez no ano, não considerando a quantidade de vezes que o ponto de conexão ultrapassou o limite, e, pelos dados da planilha de apuração de PI_S da base de dados, os pontos com a porcentagem do uso menor que 90% estavam fora dos limites, como a base de dados dessa planilha possui apurações apenas a partir de 2014, só foi possível realizar a análise do PDL anual a partir deste ano. Essa diferenciação foi necessária porque a análise anual deve levar em consideração apenas a apuração do mês com maior MUST contratado e verificado para aplicação do limite mínimo de 90%, caso fosse utilizada a mesma metodologia do cálculo do PDL mensal, o ponto de conexão que esteve abaixo de 90% em determinado mês e conseguiu utilizar mais de 90% em outro, seria classificado como fora dos limites normativos, para tal ano, o que não é a condição para aplicação da PI_S .

Para os geradores, para o cálculo da quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem do limite normativo para o PDL mensal e anual, fez-se a diferenciação dos limites de 100%, durante o período da

REN nº 399, e de 101%, durante o período da REN nº 666. Importante destacar que, embora a REN nº 666 estabeleça que as ultrapassagens devem ser apuradas mensalmente, enquanto as sobrecontratações devem ser verificadas anualmente, o indicador PDL tem como objetivo observar, mensal e anualmente, o comportamento da relação entre o MUST verificado e MUST contratado em comparação aos limites, por exemplo, de 90% e 110% estabelecidos pela intervenção para agentes de distribuição, de acordo com o tipo de agente em análise.

Considerando as distribuidoras, no posto horário Fora de Ponta, a Figura 4.28 apresenta, por mês, a quantidade de pontos de conexão que ultrapassaram o limite de 110%, a Figura 4.29 apresenta a quantidade de pontos de conexão que ficaram abaixo do limite de 90%, também por mês, a Figura 4.30 apresenta o PDL Mensal e a Figura 4.31 apresenta o PDL Anual.

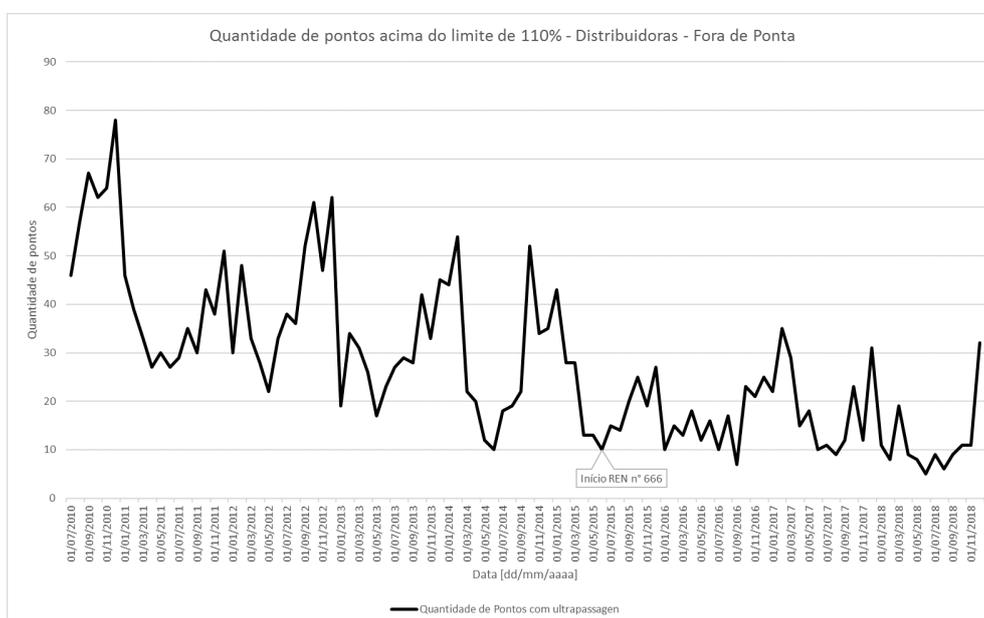


Figura 4.28: Quantidade de pontos de conexão acima do limite de 110% – Distribuidoras – Fora de Ponta.

Analisando a Figura 4.28, é possível observar que, apesar das variações mensais, no geral, houve um comportamento de diminuição da quantidade de pontos de conexão com o MUST verificado acima do limite de 110%. Antes da REN nº 666, a média foi de aproximadamente 35 pontos de conexão e, após a sua implementação, foi de 16 pontos de conexão.

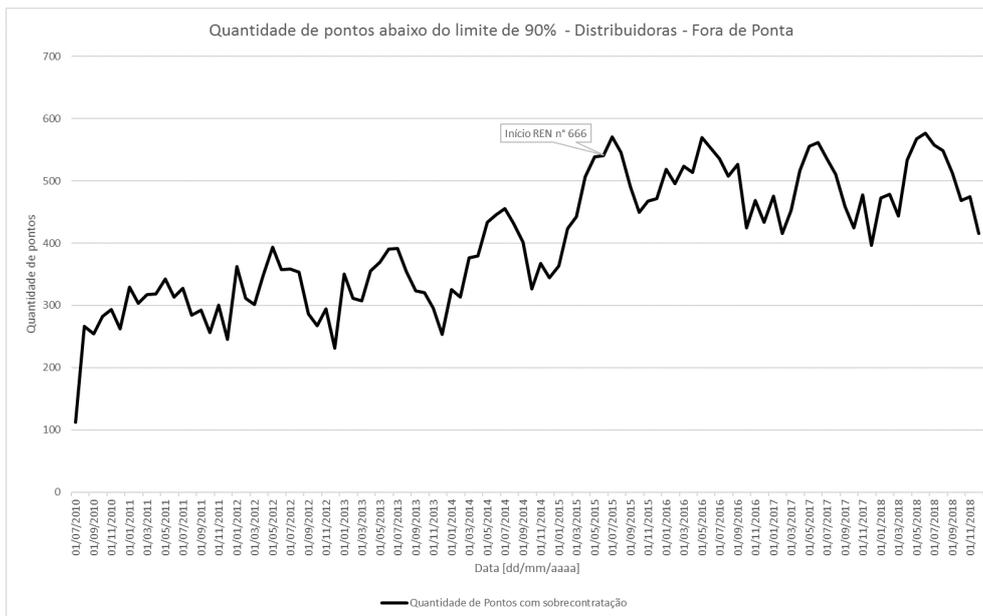


Figura 4.29: Quantidade de pontos de conexão abaixo do limite de 90% – Distribuidoras – Fora de Ponta.

Analisando a Figura 4.29, observa-se um comportamento de aumento da quantidade de pontos de conexão abaixo do limite de 90%. Antes da REN nº 666, a quantidade média foi de aproximadamente 400 pontos de conexão abaixo do limite de 90%, enquanto que após a implementação da intervenção, a quantidade média passou para 498. Ressalta-se que esses resultados podem ser consequência de a intervenção apurar anualmente a sobrecontratação das distribuidoras.

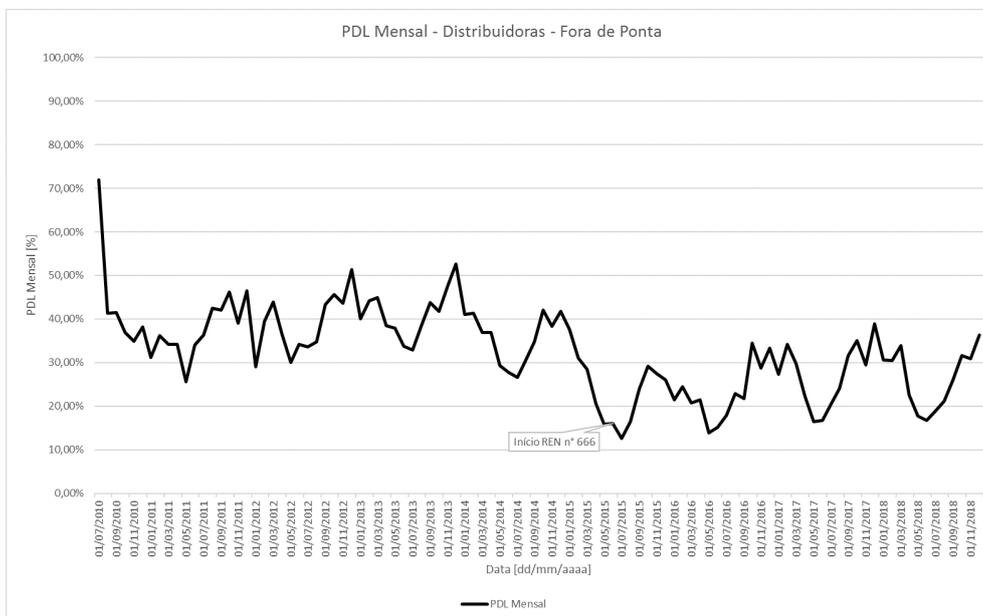


Figura 4.30: PDL Mensal – Distribuidoras – Fora de Ponta.

Analisando a Figura 4.30, observa-se um comportamento de diminuição do PDL mensal, consequência

do aumento da quantidade de pontos abaixo do limite de 90%.

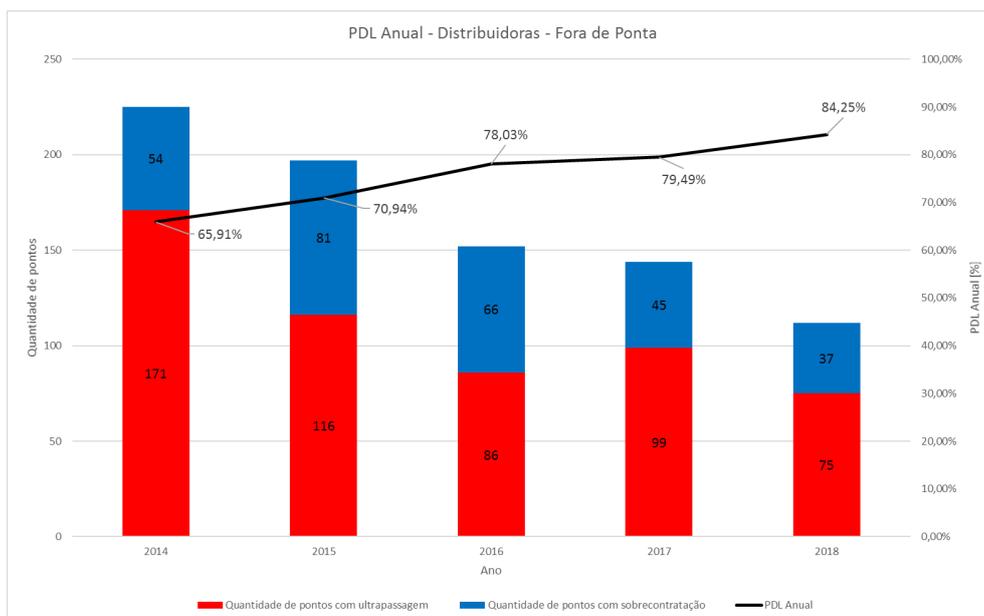


Figura 4.31: PDL Anual – Distribuidoras – Fora de Ponta.

Analisando a Figura 4.31, observa-se um aumento do PDL anual ao longo dos anos analisados. Esse aumento é consequência, sob a perspectiva anual, tanto da diminuição da quantidade de pontos de conexão que ultrapassaram o limite de 110%, assim como observado mensalmente, quanto da diminuição da quantidade de pontos de conexão abaixo do limite de 90%, comportamento possivelmente ligado ao incentivo normativo de apuração da sobrecontratação anualmente.

Considerando as distribuidoras, no posto horário De Ponta, a Figura 4.32 apresenta a quantidade de pontos de conexão que ultrapassaram o limite de 110%, a Figura 4.33 apresenta a quantidade de pontos de conexão que ficaram abaixo do limite de 90%, a Figura 4.34 apresenta o comportamento do PDL Mensal e a Figura 4.35 apresenta o comportamento do PDL Anual.

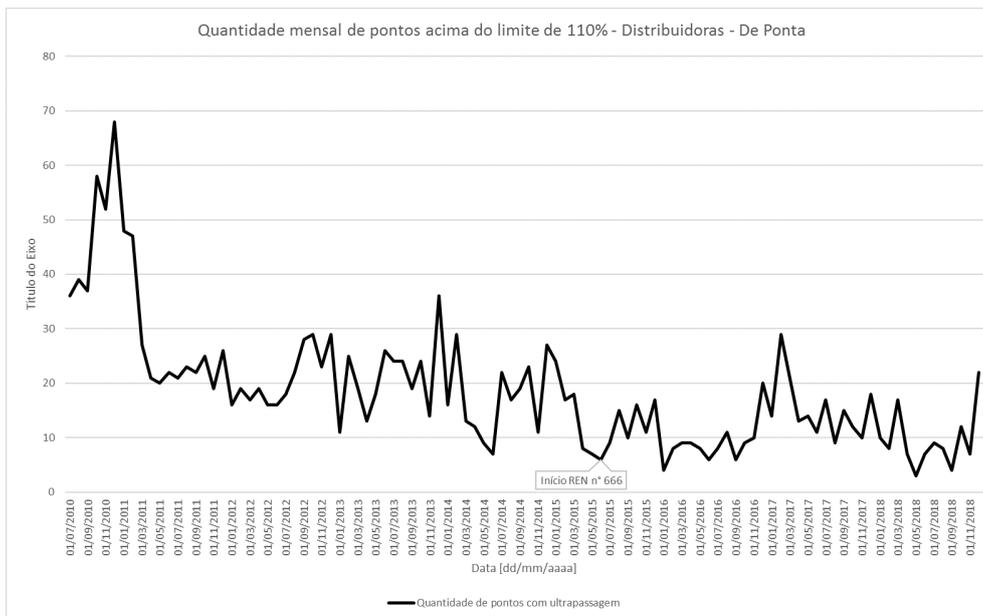


Figura 4.32: Quantidade de pontos de conexão acima do limite de 110% – Distribuidoras – De Ponta.

Analisando a Figura 4.32, observa-se o comportamento parecido ao analisado na Figura 4.28. Ou seja, para os dois postos horários, as distribuidoras diminuíram a quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem do limite de 110%.

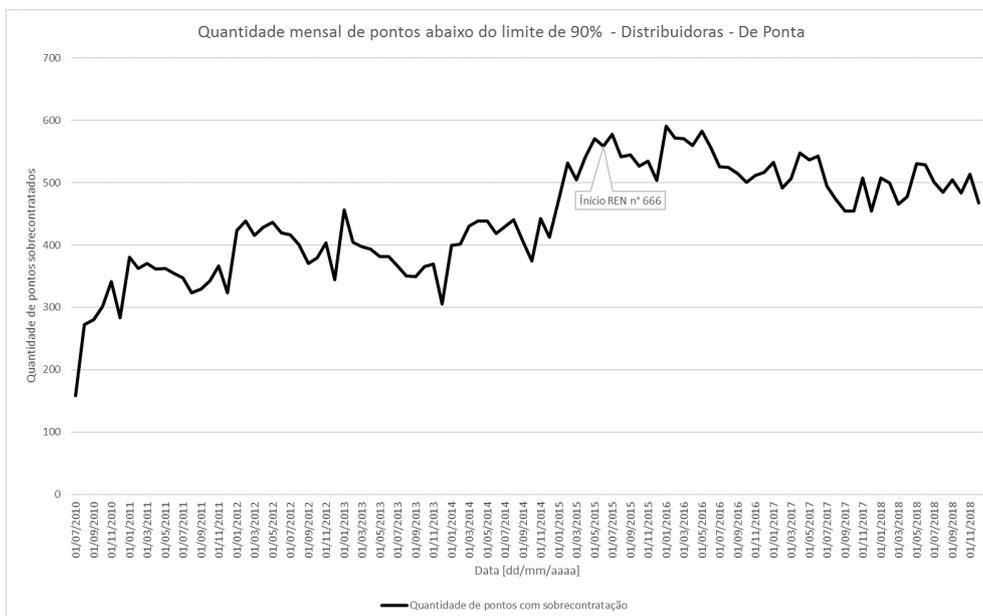


Figura 4.33: Quantidade de pontos de conexão abaixo do limite de 90% – Distribuidoras – De Ponta.

Analisando a Figura 4.33, observa-se um comportamento parecido ao analisado na Figura 4.29. Ou seja, para os dois postos horários, as distribuidoras aumentaram a quantidade de pontos de conexão abaixo do limite de 90% mensalmente. Novamente, ressalta-se que esses resultados podem ser consequência de a

intervenção apurar anualmente a sobrecontratação das distribuidoras.

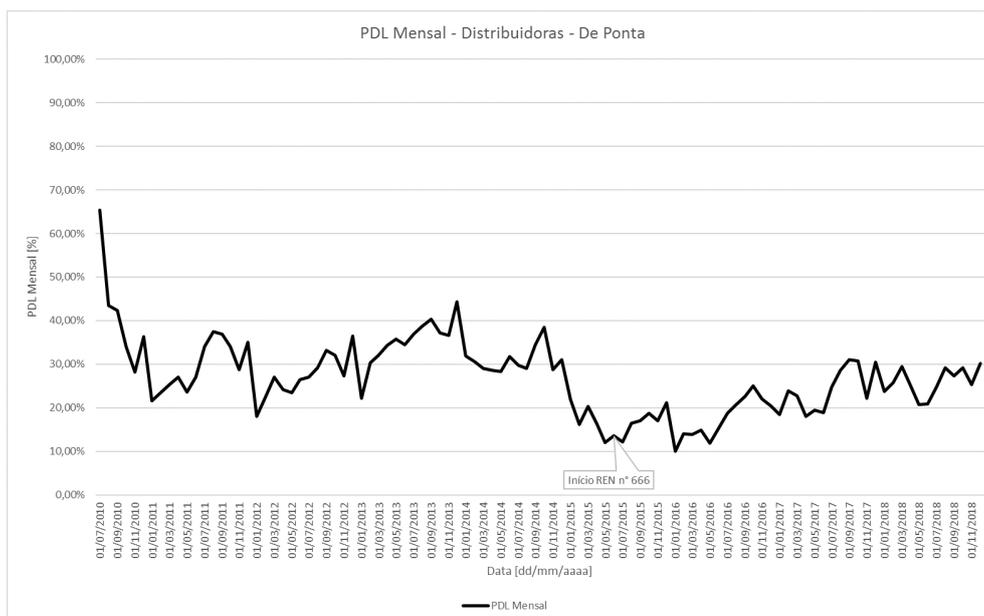


Figura 4.34: PDL Mensal – Distribuidoras – De Ponta.

Analisando a Figura 4.34, observa-se um comportamento do PDL mensal parecido com o analisado na Figura 4.30.

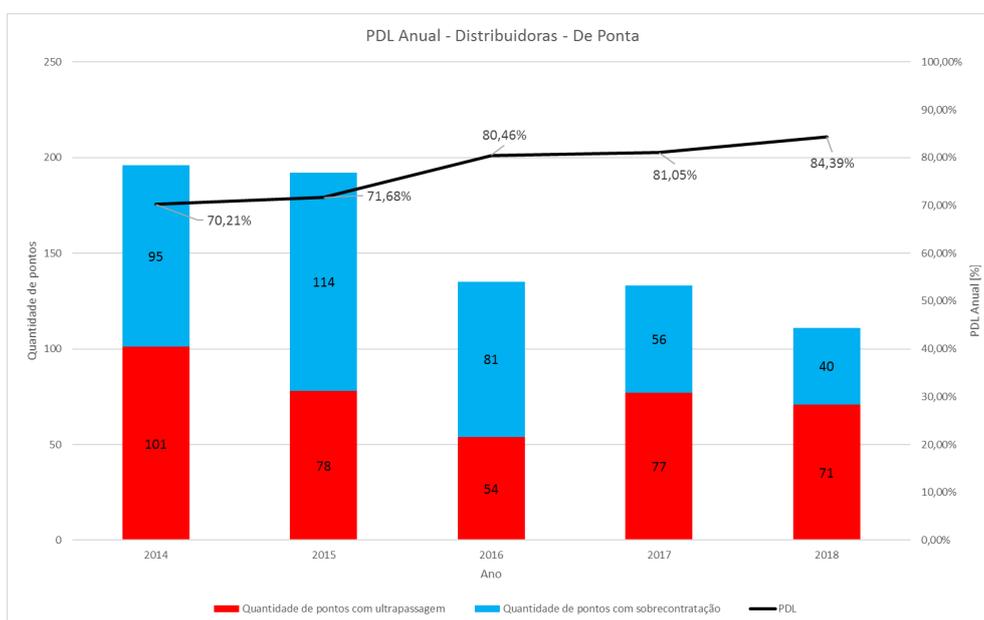


Figura 4.35: PDL Anual – Distribuidoras – De Ponta.

Analisando a Figura 4.35, observa-se um comportamento de PDL anual parecido ao observado na Figura 4.31.

Considerando os geradores, a Figura 4.36 apresenta a quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem, lembrando que o limite normativo era de 100% antes da REN n° 666 e 101% com sua implementação, a Figura 4.37 apresenta o comportamento do PDL mensal e a Figura 4.38 apresenta o comportamento do PDL anual.



Figura 4.36: Quantidade de pontos de conexão acima do limite de 110% – Geradores.

Analisando a Figura 4.36, observa-se dois comportamentos distintos. Antes da implementação da REN n° 666, a quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem do limite de 100% estava crescendo e, após implementação a REN n° 666, a quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem do limite de 101% passou a diminuir e estabilizou-se com aproximadamente 20 pontos.

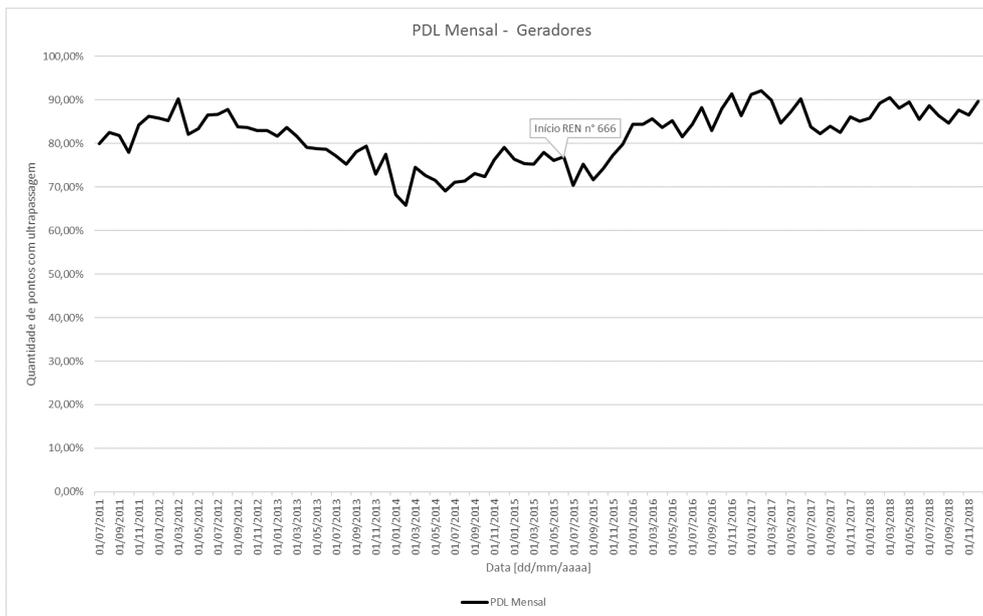


Figura 4.37: PDL Mensal – Geradores.

Analisando a Figura 4.37, observa-se um comportamento de moderada diminuição do PDL mensal antes da implementação da REN nº 666 e de aumento também moderado, após a implementação da REN nº 666, o que está relacionado ao comportamento dos pontos de conexão com ultrapassagem apresentado na Figura 4.36.

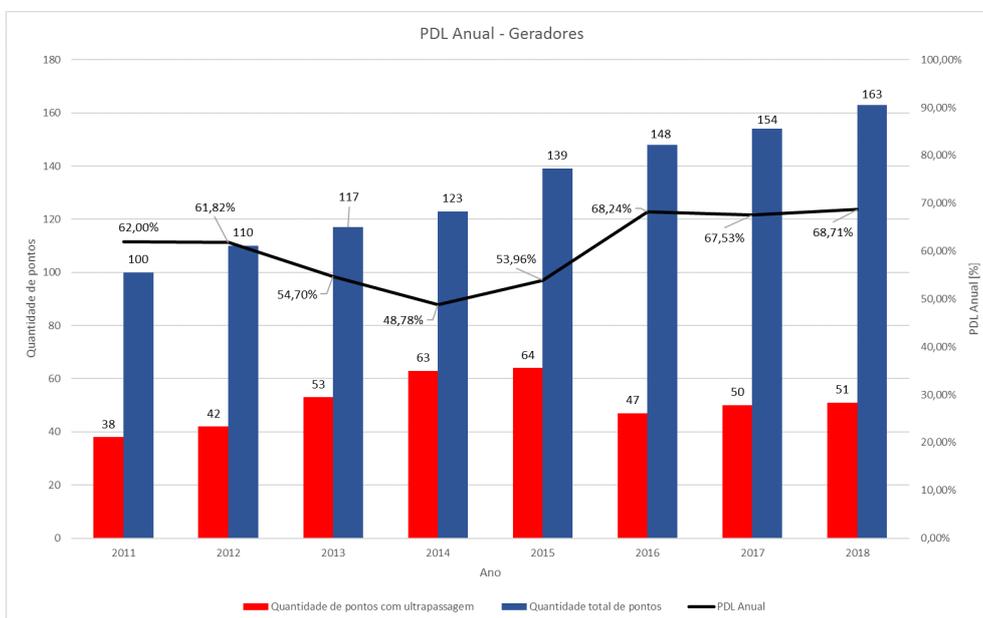


Figura 4.38: PDL Anual – Geradores.

Analisando a Figura 4.38, observa-se uma diminuição do PDL anual de 2011 a 2014, causada pela evolução do aumento da quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem do limite, entre 2014 e

2015, houve um aumento do PDL anual devido ao aumento da quantidade total de pontos juntamente com a manutenção da quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem do limite de 100%, de 2015 para 2016, houve um aumento do PDL anual devido à diminuição da quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem do limite de 101%, e, de 2016 a 2018 houve uma estabilização do PDL anual.

Com base nos resultados apresentados, pode-se dizer que, para as distribuidoras, o limite mensal estabelecido de 110% para ultrapassagem apresenta-se como adequado para que as distribuidoras não o ultrapassem, melhora observada ao analisar os PDL mensal e anual nos dois postos horários. O limite inferior de 90%, mostrou-se adequado, sob a perspectiva anual, PDL anual de aproximadamente 77,5%.

Para os geradores, os resultados demonstraram um comportamento de diminuição da quantidade de pontos de conexão acima do limite de 101%, refletindo em um comportamento de aumento dos PDL mensal e anual, com valores médios de aproximadamente 86% e 68%, respectivamente. Portanto, pode-se dizer que o limite de 101% estabelecido pela REN nº 666 está adequado.

Tratando sobre como foi a relação entre a contratação do MUST e a capacidade do sistema, utilizou-se os seguintes indicadores para responder à pergunta: Indicador da Capacidade do Sistema (ICAP) e Indicador da Capacidade do Sistema Verificado (ICAPV). O ICAP corresponde à relação entre o MUST total contratado e a capacidade do sistema de transmissão, e é calculado pela fórmula apresentada na equação 4.7. Já o ICAPV corresponde à relação entre o MUST total verificado e a capacidade do sistema de transmissão, e é calculado pela fórmula apresentada na equação 4.8.

$$ICAP = \frac{\sum_{i=1}^{12} MUST_C}{\sum_{i=1}^{12} CAP} \% \quad (4.7)$$

$$ICAPV = \frac{\sum_{i=1}^{12} MUST_{VERIF}}{\sum_{i=1}^{12} CAP} \% \quad (4.8)$$

Os valores dos índices correspondem aos meses do ano, no caso, $i = 1$ corresponde ao mês de janeiro, até $i = 12$, que corresponde a dezembro.

Para o cálculo do somatório do MUST total contratado, calculou-se, para cada tipo de agente e para cada ano, o somatório mensal do MUST contratado em caráter permanente e escolheu-se o maior valor mensal como sendo o valor para tal ano. Ressalta-se que, para o ano de 2018, acrescentou-se os valores contratados pelas unidades consumidoras aos valores de MUST contratados em caráter permanente. Para o cálculo do somatório do MUST total verificado, seguiu-se a mesma metodologia do somatório do MUST

total contratado, no entanto, ao invés de utilizar os dados de MUST contratado, utilizou-se os dados de MUST verificado.

Para o cálculo da capacidade do sistema de transmissão, utilizou-se as informações apresentadas no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), na seção sobre Estimativa da evolução física do sistema de transmissão do SIN relativos à capacidade de transformação em MVA, coletando o dado do campo da capacidade existente no ano de elaboração do PDE, das linhas de transmissão das instalações da Rede Básica, Rede Básica de Fronteira e Demais Instalações de Transmissão. Para consolidação da informação referente à capacidade de transformação das linhas de transmissão, utilizou-se as informações sobre entrada em operação de novos equipamentos em instalações de transmissão, selecionando o valor acumulado em MVA para o último mês de cada ano apresentadas no Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro, elaborado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Quando não foi possível obter o valor por meio do PDE para determinado ano, utilizou-se o valor do ano anterior e acrescentou-se o valor apresentado no Boletim Mensal que entrou em operação para tal ano.

A Tabela 4.6 apresenta os valores obtidos para o somatório do MUST contratado anual em MW, a capacidade do sistema em MVA e o indicador ICAP. Ressalta-se que, apesar das unidades do MUST contratado e da capacidade do sistema serem diferentes, o objetivo deste indicador é de apenas observar a relação e comportamento desses dois valores ao longo dos anos. A Tabela 4.7 apresenta os resultados utilizando o MUST verificado. A Figura 4.39 apresenta os valores do máximo do somatório do MUST contratado para o ano, o máximo do somatório do MUST verificado para o ano e a capacidade do sistema de transmissão. A Figura 4.40 apresenta o comportamento do ICAP e ICAPV ao longo dos anos.

Tabela 4.6: Valores de MUST contratado, capacidade do sistema e ICAP.

Ano	$\sum MUST_C$	$\sum CAP$	ICAP
2011	139.100	232.877	0,60
2012	149.672	249.601	0,60
2013	158.753	288.946	0,55
2014	169.102	305.618	0,55
2015	180.242	322.111 ¹	0,56
2016	189.822	333.267	0,57
2017	197.771	348.232	0,57
2018	215.752	361.293 ²	0,60

¹Não foi possível obter o valor da capacidade de transformação para o ano de 2015 através do PDE, dessa forma, utilizou-se o valor do ano de 2014 acrescentado o valor de 16.493 MVA apresentado no Boletim Mensal do MME de dezembro de 2015.

²Não foi possível obter o valor da capacidade de transformação para o ano de 2018 através do PDE, dessa forma, utilizou-se o

Tabela 4.7: Valores de MUST verificado, capacidade do sistema e ICAPV.

Ano	$\sum MUST_V$	$\sum CAP$	ICAPV
2011	121.158	232.877	0,52
2012	135.494	249.601	0,54
2013	142.186	288.946	0,49
2014	144.427	305.618	0,47
2015	160.865	322.111 ¹	0,50
2016	148.604	333.267	0,45
2017	156.781	348.232	0,45
2018	166.169	361.293 ²	0,46

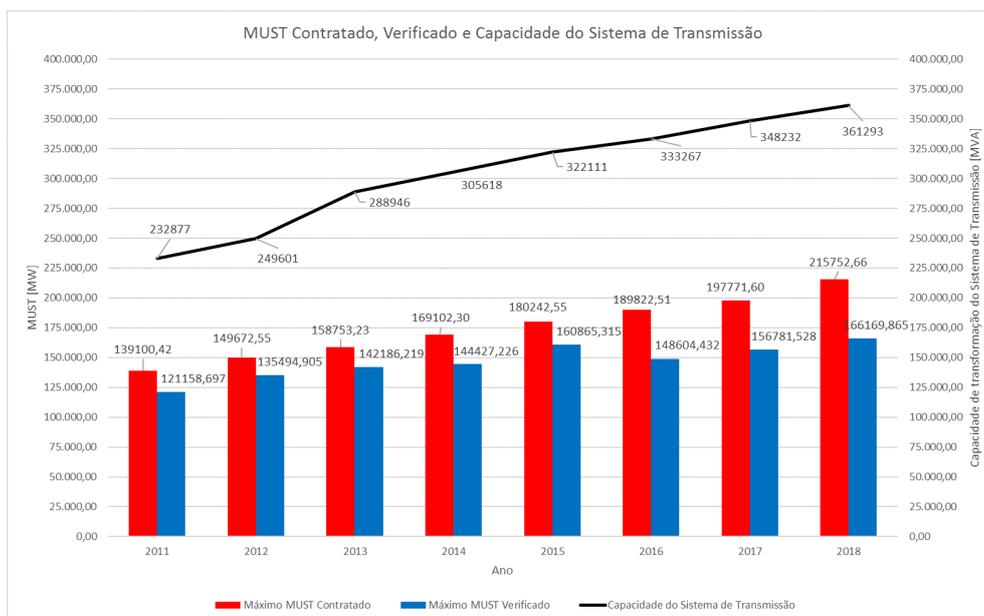


Figura 4.39: Valores do máximo MUST contratado para o ano, o máximo MUST verificado para o ano e a capacidade do sistema de transmissão.

Analisando a Figura 4.39, observa-se que tanto o MUST contratado quanto a capacidade do sistema aumentaram ao longo dos anos, com taxas de crescimento parecidas de um ano para outro, indicando uma possível relação entre o planejamento de expansão do sistema de transmissão e os valores de MUST contratados pelos agentes. Também se observa que o MUST verificado não acompanhou esses aumentos, comportamento coerente com os comportamentos apresentados em perguntas anteriores.

valor do ano de 2017 acrescentado o valor de 13.061 MVA apresentado no Boletim Mensal do MME de dezembro de 2018.

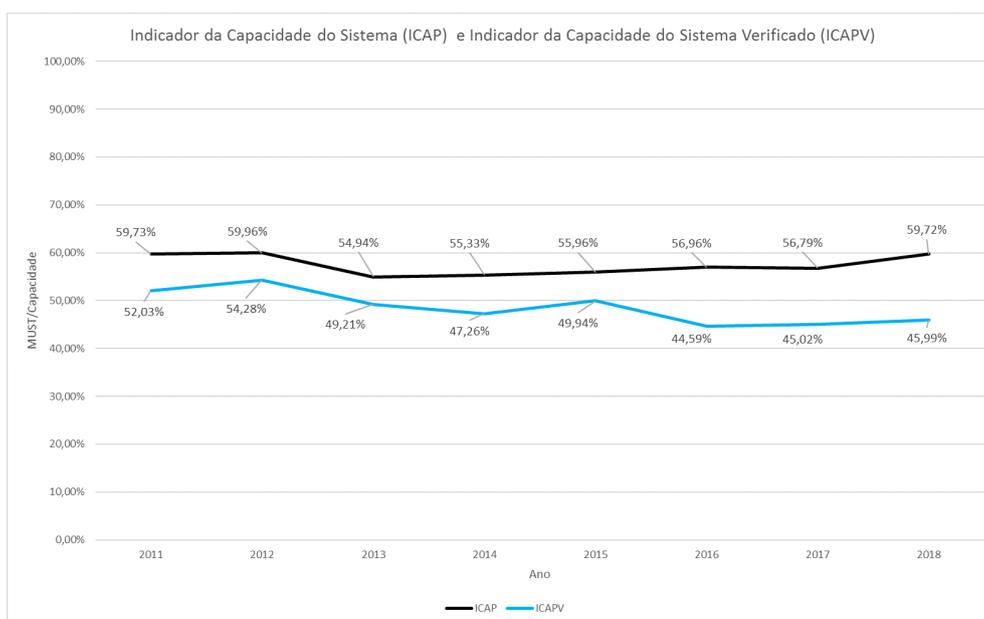


Figura 4.40: ICAP e ICAPV.

Analisando a Figura 4.40, observa-se que o comportamento dos indicadores ICAP e ICAPV não variaram consideravelmente. Para o ICAP, a variação observada entre 2012 e 2013 foi consequência do aumento maior da capacidade do sistema em relação ao MUST contratado, sendo que nos demais anos essa diferença de aumento foi menor, gerando variações menores do indicador. E para o ICAPV, as variações de diminuição do indicador também foram reflexo do aumento da capacidade maior do que o MUST verificado, o ICAPV também apresentou estabilização nos últimos três anos.

Para uma avaliação mais robusta e completa a respeito da otimização da capacidade do sistema de transmissão baseada nos MUST contratados pelos agentes, seria mais adequado utilizar ferramentas computacionais para analisar os fluxos de potência reais em relação aos MUST contratados e verificados em cada ponto de conexão, no entanto, essa análise está fora do escopo deste trabalho.

4.4 ATÉ QUE PONTO ESSAS MUDANÇAS OU EFEITOS PODEM SER CREDITADOS À INTERVENÇÃO?

O processo de apuração da eficiência da contratação vem se consolidando ao longo dos anos, desde a REN nº 399, de 2010. A partir da REN nº 666, de 2015, uma série de mudanças foram observadas com a sua implementação e foram apresentadas neste documento através das análises dos indicadores. No entanto, as mudanças não podem ser creditadas somente à intervenção, pois fatores externos como a

conscientização e cumprimento por parte dos agentes e o contexto de crise econômica no Brasil também podem ter influenciado as mudanças apresentadas, por exemplo, a taxa de crescimento menor do MUST verificado.

Em relação à diminuição da eficiência da contratação, os resultados observados não podem ser creditados apenas à REN nº 666, pois a diminuição já estava ocorrendo antes de sua implementação. Para as distribuidoras, a REN nº 666 atenuou esse comportamento de redução, no entanto, para os geradores, a implementação da intervenção coincide com a piora do desempenho da eficiência da contratação, podendo ter outros fatores externos que não conseguiram ser identificados que também podem ter influenciado.

Considerando as ultrapassagens e sobrecontratações, a REN nº 666 reduziu a quantidade de pontos de conexão com ultrapassagem, mais expressivamente para as distribuidoras, mas também para os geradores. Para as sobrecontratações, a REN nº 666 reduziu consideravelmente a quantidade de pontos com sobrecontratação, essa redução foi causada principalmente pela contratação do MUST para garantia de confiabilidade, dispositivo normativo estabelecido pela intervenção e que, nos últimos anos, vem aumentando.

Avaliando os limites normativos estabelecidos, para as distribuidoras, a REN nº 666 atuou de forma a reduzir tanto a quantidade de pontos que ultrapassaram o limite, quanto os pontos que sobrecontrataram, aumentando o percentual de pontos dentro dos limites. Para os geradores, a intervenção não teve o mesmo resultado, houve maior variação, mas também melhorou em relação ao cenário antes da intervenção.

Por fim, os incentivos econômicos da PI_U e PI_S , que já existiam durante o período da REN nº 399, também atuaram de maneira esperada pela intervenção, reduzindo as ineficiências dos agentes, após serem apuradas.

5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS FUTURAS

O presente trabalho apresentou a Avaliação de Resultado Regulatório da Eficiência da Contratação do Uso do Sistema de Transmissão, apresentando as respostas às perguntas elaboradas no documento do Planejamento da Avaliação de Resultado Regulatório da Eficiência da Contratação.

No Capítulo 2, foi apresentada a fundamentação teórica sobre aprimoramentos da Regulação, abordando os processos de AIR, Monitoramento e ARR. Além disso, descreveu-se a REN nº 666, resolução que unificou e consolidou o tema da eficiência, e apresentou-se o documento do Planejamento da Avaliação de Resultado Regulatório da Eficiência da Contratação, que baseou todo o trabalho desenvolvido nos capítulos subsequentes.

No Capítulo 3, foram respondidas as perguntas classificadas como Situação Atual. Deste modo, foram descritos o histórico de implementação da intervenção, os problemas apresentados pelos agentes quanto a aplicação da intervenção e o progresso feito ao longo do tempo. As principais informações obtidas neste capítulo foram:

- A evolução da quantidade de pontos de conexão no sistema de transmissão por tipo de agente;
- A definição da linha de base, que não fora elaborada antes da avaliação, para o indicador da eficiência da contratação para as distribuidoras e geradores;
- Análise, através da comparação das linhas de base, de que o desempenho da eficiência dos agentes diminuiu ao longo dos anos;
- As análises sobre quais agentes e regiões foram mais representativos em relação às apurações de PI_U e PI_S .

No Capítulo 4, foram respondidas as perguntas classificadas como Eficácia. Respondeu-se quais os efeitos do regulamento em relação às parcelas de ineficiência, à eficiência da contratação por parte dos agentes, também foram avaliados os limites normativos e como foi a relação da contratação e a capacidade do sistema, por fim, avaliou-se até que ponto as mudanças observadas podem ser creditadas à intervenção. Deste capítulo, as principais informações obtidas foram:

- O Indicador de Ultrapassagens de Demanda (IUD) diminuiu consideravelmente para as distribuidoras, já para os geradores, o comportamento foi mais variável, ainda assim, houve pequena redução. Ou seja, menos pontos de conexão ultrapassaram os limites normativos, resultado do aumento realizado pelos agentes dos seus MUST contratados. Essa situação evita que as instalações do SIN operem em condições fora do planejado, porém essa diferença entre os MUST torna o sistema menos eficiente;
- A maioria das distribuidoras que teve aplicação de PI_U melhorou o comportamento, diminuindo significativamente a quantidade de ultrapassagens após a aplicação da PI_U . Os geradores também apresentaram esse comportamento, porém menos significativamente. Portanto, concluiu-se que a PI_U é um incentivo relevante em busca de uma contratação eficiente, pois sinaliza ao agente que sua contratação não está adequada para a prestação do serviço aos seus usuários;
- O Indicador de Sobrecontratação de Demanda (ISD) diminuiu notavelmente a partir da implementação da REN nº 666, ou seja, menos pontos de conexão não atingiram o limite mínimo anual de 90%, pelo menos em um mês do ano, situação que otimiza a utilização das instalações do SIN. Esse desempenho foi influenciado pelo estabelecimento da possibilidade de contratação do MUST para garantia de confiabilidade, pois esta parcela não está sujeita a aplicação da PI_S ;
- Em relação à PI_S , assim como foi observado para a PI_U , as distribuidoras diminuíram a quantidade de sobrecontratações após a aplicação da PI_S . Em vista disso, concluiu-se que a PI_S também é um incentivo relevante em busca de uma contratação eficiente, na medida que sinaliza à distribuidora que sua contratação está superestimada para a prestação do serviço aos seus usuários;
- O Indicador de Montante de Confiabilidade (IMC) mostrou o aumento da parcela de MUST para garantia de confiabilidade nos últimos anos. O aumento desta parcela, embora tenha influenciado a diminuição da quantidade de pontos de conexão sobrecontratados, também levou à redução da eficiência da contratação, portanto, constatou-se que o incentivo de expurgo por confiabilidade não está contribuindo para tornar a contratação mais eficiente;
- O Indicador da Eficiência da Contratação (IEC) diminuiu para as distribuidoras e geradores, comportamento que já estava ocorrendo antes da REN nº 666. Essa redução do desempenho não é favorável para o SIN, pois não otimiza o uso de suas instalações. Essa diminuição foi causada pelo aumento do MUST contratado que não foi acompanhado de um aumento do MUST verificado;

- Em relação aos limites normativos, para as distribuidoras, concluiu-se que o limite mensal estabelecido de 110% para ultrapassagem apresenta-se como adequado para que as distribuidoras não o ultrapassem. O limite inferior de 90%, também se mostrou adequado, sob a perspectiva anual. Para os geradores, os resultados demonstraram um comportamento de diminuição da quantidade de pontos de conexão acima do limite de 101%, refletindo em um comportamento de aumento dos PDL mensal e anual, assim, concluiu-se que o limite de 101% estabelecido pela REN nº 666 está adequado;
- Avaliando a relação do MUST contratado e verificado com a capacidade do sistema de transmissão, observou-se que o contratado acompanhou o comportamento de crescimento da capacidade do sistema, com uma taxa de crescimento menor, enquanto o verificado não acompanhou esse crescimento;
- Algumas mudanças, principalmente em relação à sobrecontratação, foram resultados da implementação da REN nº 666. No entanto, tiveram mudanças que já estavam acontecendo antes da implementação da REN nº 666, de modo que não é possível creditar somente à intervenção esses efeitos observados. Além disso, fatores externos como a conscientização e cumprimento por parte dos agentes e o contexto econômico do Brasil também podem ter influenciado as mudanças apresentadas.

Com os resultados obtidos, pode-se concluir que a intervenção apresentou resultados favoráveis para a maior parte dos incentivos e indicadores analisados, todavia, ainda há pontos que podem ser aprimorados, principalmente para elevar a eficiência da contratação e otimizar a capacidade do sistema de transmissão.

Destaca-se que os resultados aqui apresentados foram de um sistema de transmissão com uma quantidade relativamente pequena de pontos de conexão de geradores a biomassa, eólicos e fotovoltaicos. A previsão da evolução do sistema elétrico brasileiro demonstra que haverá uma maior penetração de fontes de energia renováveis, alinhada ao crescimento da geração distribuída (GD) no país. Deste modo, os processos de contratação, acompanhamento e gestão do MUST se tornarão mais complexos para considerarem todos os fatores que envolvem a conexão de fontes intermitentes e a GD, especialmente, às redes das distribuidoras. Futuramente, pode ser necessária uma revisão da intervenção para adequação a esse novo cenário do SIN, conforme essa evolução da geração seja definitiva.

Não foi possível responder a todas as perguntas elaboradas no documento do Planejamento da ARR da Eficiência da Contratação, deste modo, como proposta futura, espera-se que todos os dados estejam

disponíveis para que a próxima avaliação de resultados possa ser realizada de forma completa.

As informações apresentadas neste documento contribuirão para o processo de Tomada de Subsídios realizado pela SRT em breve. Este processo é utilizado para aprofundamento de estudo já realizado, no qual a sociedade pode avaliar e contribuir com os resultados apresentados, por meio de intercâmbio de documentos. Deste modo, com as contribuições da sociedade, espera-se que seja dada continuidade às análises para, futuramente, dar continuidade ao processo regulatório da Consolidação - Condições gerais do acesso ao sistema de transmissão.

A realização de ARR, no âmbito da SRT, é uma atividade pioneira para a área. Espera-se que este trabalho instigue e estimule a realização de novas ARR para que a ANEEL busque permanentemente a eficiência e a melhoria da qualidade do processo de regulamentação e se torne referência de boas práticas regulatórias para os demais órgãos reguladores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 ANEEL. *Nota Técnica nº 14/2019-SRT/ANEEL*. [S.l.], 2019. v. 1, 1–2 p.
- 2 GOVERNAMENTAIS., C. C. da Presidência da República. Subchefia de Análise e Acompanhamento de P. *GUIA ORIENTATIVO PARA ELABORAÇÃO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO (AIR)*. [S.l.], 2018. Disponível em: <<http://www.casacivil.gov.br/conteudo-de-regulacao/regulacao/consulta-publica/consulta-publica-001-2017/encerramento/guia-air.pdf/view>>.
- 3 COMMISSION, E. *Better Regulation Guidelines*. [S.l.], 2017. Disponível em: <https://ec.europa.eu/info/law/law-making-process/planning-and-proposing-law/better-regulation-why-and-how/better-regulation-guidelines-and-toolbox_en>.
- 4 TREASURY, H. *The Magenta Book: Guidance for Evaluation*. [s.n.], 2011. Disponível em: <<https://www.gov.uk/government/publications/the-magenta-book>>.
- 5 ANEEL. *Resolução Normativa nº 798, de 12 de dezembro de 2017*. [S.l.], 2017.
- 6 ANEEL. *Resolução Normativa nº 666, de 23 de junho de 2015*. [S.l.], 2015.
- 7 CO-OPERATION, O. for E.; (OECD), D. *The OECD Report on Regulatory Reform*. [S.l.], 1997.
- 8 GERTLER, P. J.; MARTÍNEZ, S.; PREMAND, P.; RAWLINGS, L. B.; VERMEERSCH, C. M. J. *Avaliação de Impacto na Prática - 2ª Edição*. [S.l.], 2018.
- 9 OECD. *Regulatory Policy Outlook*. Paris, 2015. Disponível em: <https://read.oecd-ilibrary.org/governance/oecd-regulatory-policy-outlook-2015_9789264238770-en#page124>.
- 10 OECD. *Recommendation of the Council on Regulatory Policy and Governance*. [S.l.], 2012. Disponível em: <<http://www.oecd.org/governance/regulatory-policy/49990817.pdf>>.
- 11 OECD. *Glossary of Key Terms in Evaluation and Results Based Management*. [S.l.], 2010.
- 12 ELÉTRICO, O. N. do S. *Procedimentos de Rede*. [S.l.], 2019. Disponível em: <www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao>.
- 13 ELÉTRICO, O. N. do S. Resultados da operação - histórico da operação - energia natural afluyente por subsistema. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_afluyente_subsistema.aspx>.
- 14 JR, J. F. H.; BLACK, W. C.; BABIN, B. J.; ANDERSON, R. E.; TATHAM, R. L. *Análise Multivariada de Dados*. 5. ed. [S.l.]: Pearson Education Limited, 2013.

APÊNDICES

A seguir é apresentado o processo de validação dos dados e a análise estatística realizada para elaboração das linhas de base dos agentes.

I. VALIDAÇÃO DOS DADOS

Primeiramente, realizou-se a validação preliminar dos dados das planilhas enviadas pelo ONS. Utilizando o *software SAS Enterprise Guide 7.1* (SAS), para a planilha “Dados cadastrais dos pontos de conexão”, retirou-se dados preenchidos com nível de tensão igual a zero e dados que não possuíam a informação da coluna FLG_PONTA, para ambos os casos, foram poucos dados retirados, 50 dados cadastrais do total de 5214 (0,96%), não prejudicando a análise a ser realizada.

Para a planilha “Apuração de EUST permanente, flexível e reserva de capacidade e da PIU”, retirou-se os dados das colunas FLG_PONTA que estavam sem preenchimento e os dados da coluna MUST_VERIF preenchidos com valores negativos, resultando na retirada de 1408 apurações do total de 174303 (0,81%). De acordo com a explicação do ONS, os MUST verificados com valores negativos ocorrem quando o fluxo é no sentido da distribuidora para a rede, o que acontece quando há uma geração elevada conectada na rede de distribuição ou quando há um compartilhamento do ponto de conexão da distribuidora com uma usina despachada centralizadamente. Deste modo, optou-se pela retirada dessas apurações, que conforme descrito acima, representam um pequeno percentual da base de dados. Com isso, gerou-se a planilha de base geral de apurações de EUST com dados válidos.

Estas novas planilhas validadas foram exportadas para um novo projeto do SAS para continuar a elaboração das linhas de base. A figura I.1 apresenta as colunas das planilhas validadas.

Dados cadastrais dos pontos de conexão	Dados cadastrais dos empreendimentos	Apuração de EUST permanente, flexível e reserva de capacidade e da PIU
COD_PC	ID_EMPREENDIMENTO	ID_EMPREENDIMENTO
NOME_PC	EMPREENDIMENTO	COD_PC
ESTADO	TIPO_EMPREENDIMENTO	COSR_ONS
REGIAO	ID_AGENTE	ANO
NIVEL_TENSAO	AGENTE	MÊS
		FLG_PONTA
		MUST_PERM
		MUST_FLEX
		MUST_VERIF
		MUST_U
		NUM_DIAS_FLEX
		NUM_DIAS_RC
		EUST_PERM
		EUST_FLEX
		EUST_RC
		ADIC_EUST
		PIU
		EXPURGO

Figura I.1: Planilhas validadas.

Após a validação preliminar dos dados que gerou as novas planilhas, no novo projeto no *software* SAS, utilizou-se a ferramenta de *join table* através da coluna ID_EMPREENDIMENTO das planilhas de “Apuração de EUST permanente, flexível e reserva de capacidade e da PIU” e de “Dados cadastrais dos empreendimentos”, além da coluna COD_PC das planilhas de “Apuração de EUST permanente, flexível e reserva de capacidade e da PIU” e de “Dados cadastrais dos pontos de conexão” para gerar uma nova planilha de base de dados geral para elaboração das linhas de base com os dados das seguintes colunas: ANO, MÊS, FLG_PONTA, COD_PC, ID_EMPREENDIMENTO, TIPO_EMPREENDIMENTO, AGENTE, ESTADO, MUST_PERM, MUST_VERIF. A figura I.2 apresenta o relacionamento das colunas que foi utilizado para realizar o *join table* das planilhas descrito.

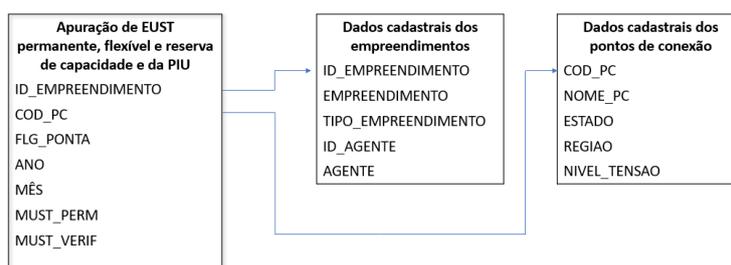


Figura I.2: Relacionamento das colunas utilizado para o *join table* das planilhas.

Com o relacionamento descrito acima, elaborou-se a planilha que passou a ser utilizada como a base de dados geral para a elaboração das linhas de base. A figura I.3 apresenta as colunas desta planilha.

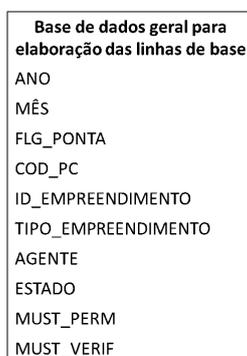


Figura I.3: Colunas da planilha utilizada como base de dados geral para elaboração das linhas de base.

A partir desta nova planilha apresentada na figura I.3, estratificou-se em planilhas separadas, os pontos de conexão dos agentes pelos tipos Distribuidora, Gerador e Unidade Consumidora, para isso, utilizou-se a coluna TIPO_EMPREENDIMENTO como referência. Esta coluna é preenchida com os seguintes dados: DIST - Distribuidora; PCH - Pequena Central Hidrelétrica; UC - Unidade Consumidora Conectada à Rede Básica; BIOMASSA - Usina a Biomassa; EOL - Usina Eólica; UFV - Usina Fotovoltaica; UHE - Usina

Hidrelétrica; UTE - Usina Termelétrica; UTN - Usinas Termonuclear. Agrupou-se PCH, BIOMASSA, EOL, UFV, UHE, UTE e UTN como Gerador.

Com isso, exportou-se as três planilhas por tipo de agente para o *software Excel* e adicionou-se uma nova coluna com os valores do Indicador de eficiência da contratação (IEC) calculado através da equação I.1, com a segregação por horário de contratação para distribuidora e unidade geradora. Utilizou-se o valor de MUST permanente como o valor de MUST contratado porque as apurações de MUST flexível e de reserva de capacidade são esporádicas e eram pouco representativas, representando juntas menos de 0,5% dos valores apurados totais da base de dados, inviabilizando uma análise consistente do comportamento para as linhas de base. Após esta etapa, prosseguiu-se para a realização da análise estatística dos dados para verificação da consistência destes e posterior elaboração das linhas de base.

$$IEC = \frac{MUST_{VERIF}}{MUST_{PERM}} \quad (I.1)$$

A seguir é apresentado o procedimento estatístico adotado para elaboração das linhas de base e os resultados obtidos ao longo do procedimento descrito para os tipos de agentes.

II. DESCRIÇÃO DO PROCEDIMENTO ESTATÍSTICO ADOTADO PARA ELABORAÇÃO DAS LINHAS DE BASE

Conforme descrevem Joseph, J. F. H.; Anderson, R. E.; Tatham, R. I.; Black, W. C, no capítulo 2 – Examinando seus dados [14], uma observação atípica é uma observação com características identificáveis como sendo notavelmente diferente das outras observações. Doravante neste documento, observação atípica é denominada como *outlier*.

Estes *outliers* podem ser divididos em quatro classes. A primeira classe refere-se a erros de procedimentos, como erro na obtenção ou entrada de dados, sendo que estas observações devem ser eliminadas da base de dados. A segunda classe refere-se às situações que ocorrem como resultado de um evento extraordinário, o qual explica a peculiaridade da observação e depende de o avaliador considerar o evento na base de dados. A terceira classe refere-se às observações extraordinárias para as quais o avaliador não tem explicação, para essa classe também depende da decisão do avaliador se devem ser consideradas ou não na base de dados. A quarta classe refere-se às observações que estão no intervalo usual de valores, mas são únicas em sua combinação de valores para cada variável, para estas observações, o avaliador deve retê-las na base de dados, a não ser que exista uma evidência específica que as desconsiderem como válidas.

De acordo com [14], os *outliers* podem ser identificados sob uma perspectiva univariada, bivariada ou multivariada. Para esta avaliação, escolheu-se a perspectiva univariada. A perspectiva univariada para identificar *outliers* examina a distribuição dos dados e seleciona como atípicas aqueles casos que estão fora dos intervalos de distribuição.

Para a análise da distribuição dos dados, indica-se a utilização da ferramenta de histograma [14]. Um histograma é uma representação gráfica de única variável que representa a frequência de ocorrências dentro de uma categoria de dados.

Utilizou-se o método proposto do livro [14] para detecção univariada, o qual propõe que para base de dados com tamanho maior que 80 observações, sem a utilização de escores padrão, o avaliador pode identificar os casos que estejam fora dos intervalos de desvio-padrão de 2,5, 3 ou 4, dependendo do tamanho da base de dados.

Após a identificação e classificação dos *outliers*, deve-se decidir pela retenção ou eliminação destes

dados. Utilizando ainda a mesma referência, a premissa utilizada pelos autores é de que os *outliers* devem ser mantidos na base de dados, a menos que exista prova demonstrável de que estão fora do normal e não representam quaisquer observações da base de dados.

A seguir é apresentado o processo realizado com a base de dados apresentada no começo dessa seção para identificação dos *outliers*.

Para cada planilha separada por tipo de agente e posto horário de contratação, utilizando o Excel, calculou-se a média e o desvio padrão através das fórmulas MÉDIA e DESVPAD.P. Adicionou-se uma nova coluna “Descrição estatística”, a qual foi preenchida utilizando os seguintes critérios: valores maiores que a soma dos valores da média mais três desvios padrões podem ser considerados *outliers* que influenciam o comportamento da análise em questão, com isso foram preenchidos com a descrição “maior que 3xSD”; valores com MUST_PERM iguais a zero foram preenchidos com “MUST contratado igual a zero”; e os demais valores foram preenchidos com “ok”.

Um ponto de atenção observado durante este processo foi que os geradores possuíam poucas apurações até junho de 2011, sendo este o mês com o maior valor de apurações (quatro). Deste modo, decidiu-se por retirar as apurações de julho de 2010 a junho de 2011 pois não demonstravam uma base adequada para as análises estatísticas.

Para a análise da distribuição dos valores de IEC calculados, primeiramente, utilizou-se a ferramenta de Análise de Dados – Histograma do Excel, obtendo-se a dispersão da frequência dos valores de IEC utilizando valores pré-definidos para o intervalo do Bloco e a porcentagem cumulativa.

Para a base de dados utilizada nesta avaliação, considerou-se que os *outliers* identificados pertencem à terceira classe de observações atípicas descrita acima. Portanto, optou-se pela retirada dessas apurações da base de dados.

Em todas as planilhas, gerou-se gráficos com o comportamento do IEC considerando as duas situações: IEC maiores que a soma da média mais três desvios padrões (*outliers*) e retirando-os. Com esta análise, observou-se que a retirada destes *outliers* retirava os valores discrepantes e não reduzia de maneira considerável a base de dados de cada posto horário de cada agente, representando menos de 1% da base de dados em cada planilha.

Como forma de validar se esta análise de distribuição dos valores de IEC através do histograma e a metodologia de retirada de *outliers* estavam adequadas, tentou-se modelar qual era a melhor distribuição

para estes valores e ver se existia uma técnica melhor de detecção de *outlier* a ser utilizada.

Foram elaborados os histogramas das distribuições Normal, Beta, Gama, *Weibull* e Log-normal utilizando o Excel. Os parâmetros de cada tipo de distribuição foram calculados através da ferramenta *fit.dist function* do *software* de estatística R e plotou-se os resultados em um mesmo gráfico para comparação. Nenhuma das distribuições modelou adequadamente os dados e optou-se por tentar identificar os *outliers* através da técnica de *box plot*. Nesta técnica, calcula-se a mediana, o primeiro e terceiro quartis, denominados aqui como Q1 e Q3, e a diferença entre estes quartis, denominada faixa interquartil (FIQ). Com esses valores, identifica-se os *outliers* como sendo os valores menores que $Q1 - 1,5 * FIQ$ e maiores que $Q3 + 1,5 * FIQ$.

Utilizando esta técnica para os dados dos geradores, retirou-se 4913 de 29825 apurações, retirando aproximadamente 16,5% dados da base de dados. Considerou-se essa quantidade de dados retirados muito alta. Em vista disso, escolheu-se a primeira metodologia do histograma e retirada dos valores maiores que a média mais 3 desvios-padrão como a mais adequada para a análise.

Com a identificação e retirada dos *outliers*, prosseguiu-se com a elaboração das linhas de base. Este processo é descrito a seguir.

Conforme já citado, durante a elaboração da REN n° 666 não foi definida uma linha de base para ser utilizada como comparação. Decidiu-se então criar as linhas de base através de linhas de tendências dos valores apurados antes do período da implementação dessa intervenção. Para isso, extrapolou-se os valores de IEC do período de vigência da REN n° 399 para o período da REN n° 666, com isso, é possível fazer a análise comparativa dos resultados encontrados.

Com os valores de IEC sem os *outliers*, gerou-se o gráfico do comportamento do IEC durante o período de vigência da REN n° 399 até sua revogação pela REN n° 666. Para uma estimativa sobre o comportamento do conjunto dos dados do IEC e posterior elaboração da linha de base, utilizou-se a ferramenta de Linha de Tendência Linear do Excel. A técnica de tendência linear utiliza o método de Regressão por Mínimos Quadrados para aproximar um padrão linear, durante um período, a partir dos valores passados do respectivo dado. Este método tenta minimizar a soma dos quadrados das diferenças ordenadas entre pontos gerados pela função linear pontos de dados correspondentes.

Utilizando a técnica descrita, obteve-se a equação desta linha, que possui o formato $y = a * x + b$, sendo a a inclinação e b a interseção com o eixo das ordenadas. Deste modo, obteve-se o valor de b para cada planilha e então substitui-se os valores de x para o período posterior à revogação da REN n° 399 para

se extrapolar os valores de IEC para o período da REN nº 666, obtendo-se o valor de y . Para os valores do período da REN nº 666, realizou-se o mesmo procedimento de criação da linha de tendência para seu período.

Durante este procedimento, observou-se que as Unidades Consumidoras só foram apuradas durante o ano de 2018. Esta quantidade de dados apurados é insuficiente para a elaboração da linha de base adequada para este tipo de agente, por conseguinte, optou-se por não considerar este tipo de agente para esta análise.

Os valores obtidos através das linhas de tendência são os valores para as linhas de base de cada tipo de agente e posto horário de contratação.